

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario de Ingeniería Industrial

Estudio de mejora energética y autoabastecimiento por energía solar de un polideportivo

Autor: Fernando Crespo García

Tutor: Jose Luis Martínez Ramos

Dep. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



MEMORIA

Índice de contenido

1. Objeto.....	3
2. Emplazamiento.....	3
3. Descripción del pabellón.....	4
4. Datos del establecimiento.....	5
4.1. Electricidad	5
4.2. ACS.....	5
4.3. Consumo energético.....	6
5. Normativa de aplicación.....	10
5.1. Normativa nacional y autonómica.....	10
6. Iluminación.....	11
6.1- Pista de juego y gradas.....	12
6.2- Habitaciones interiores	13
6.3- Vestíbulo/pasillos	14
6.4- Nuevo estudio energético	14
7. ACS mediante Energía Solar	16
7.1- Caracterización y cuantificación de las exigencias	16
7.2- Condiciones generales de la instalación.....	17
7.3- Criterios generales de cálculo. Método de cálculo: CHEQ4	18
7.4- Descripción de la instalación	19
7.5- Cumplimiento normativa y solución obtenida	22
8. Autoabastecimiento de electricidad mediante Placas Fotovoltaicas	25
8.1- Posibles soluciones y solución elegida	25
8.2- Datos de partida	27
8.3- Instalación fotovoltaica conectada a red	29
8.4- Instalación fotovoltaica conectada a red con aporte auxiliar de baterías	39
9. Estudio económico de las diferentes soluciones	44

1. Objeto

El objeto de esta memoria es definir en grado suficiente la instalación para la mejora energética y el autoabastecimiento de electricidad y ACS (Agua Caliente Sanitaria) de un pabellón deportivo ubicado en el término municipal de Córdoba.

Los objetivos por los que se ha desarrollado este trabajo se pueden enumerar de la siguiente forma:

- Servir de Trabajo de Fin de Máster al alumno Fernando Crespo García con la finalidad de concluir sus estudios universitarios de Máster de Ingeniería Industrial y conseguir el título de la mencionada titulación según normativa del Ministerio de Educación y Ciencia. Para ello se ha resuelto una situación que perfectamente se podría dar en la vida profesional.
- Ejercicio práctico donde se puedan aplicar todos los conocimientos adquiridos durante el período de estudio. Especialmente orientado a la utilización de las Energías Renovables.
- Realización de un proyecto que sea capaz de generar beneficios. Para ello se concluirá el proyecto con un estudio económico con las diferentes soluciones y definición de la solución más rentable.

2. Emplazamiento

El establecimiento donde se va a ubicar el pabellón deportivo se encuentra ubicado en Carretera de las Ermitas, en el término municipal de Córdoba. Este pabellón pertenece a las instalaciones del Colegio La Salle de Córdoba.



3. Descripción del pabellón

El pabellón, como ya hemos definido antes, forma parte de las instalaciones del Colegio La Salle de Córdoba. Este pabellón sirve para el uso de los alumnos del Colegio así como los distintos equipos que forman parte del Club Deportivo La Salle, afín a dicho colegio.

Según la Normativa que regula las Instalaciones Deportivas, el Consejo Superior de Deportes, define este local como:

“PABELLON (PB):
Está destinado a ser utilizado para el entrenamiento y competición de ámbito regional del deporte federativo, el deporte escolar y el deporte recreativo. Dispone de espacios auxiliares para deportistas y de instalaciones para espectadores en número superior a 500 e inferior a 2.000.”

El pabellón presenta dos entradas, una orientada al noroeste, y otra orientada al noreste. Dispone de dos aseos separados por sexos, dos vestuarios para equipos y uno para árbitros, cuatro almacenes de material, un despacho, un bar, una enfermería, una sala de masaje y un cuarto de caldera para ACS.

El pabellón cuenta con una capacidad estimada para 1000 espectadores. Se dedica para el uso principal de Balonmano y el uso escolar de Educación Física.

4. Datos del establecimiento

4.1. Electricidad

A continuación se detallan la relación de receptores eléctricos así como su potencia:

Receptores	Potencia/ud(W)	Cantidad	Potencia(kW)
Luminarias pista	433	24	10,392
Luminarias grada	276	7	1,932
Luminarias salas auxiliares	50	16	0,8
Marcador electrónico	500	1	0,5
Motores canastas	3680	2	9,2
Maquina frigorífica bar	1000	2	2
Calefactor agua caliente (500l)	6000	2	12
Calefactor agua caliente (100l)	2000	1	2
Enchufes usos varios (16A)	3450	31	5,3475
Enchufes máquinas potentes (máximo 2 CV)	7360	1	7,36
Ordenador	300	1	0,3
Ventilación (extractores)		10	0,5
		Total	52,3315 kW

4.2. ACS

El pabellón dispone de 22 duchas individuales y 11 lavabos repartidos de la siguiente manera:

Vestuario 1: 10 duchas y 3 lavabos.

Vestuario 2: 10 duchas y 3 lavabos.

Vestuario 3: 2 duchas y 1 lavabo.

Aseo masculino: 2 lavabos.

Aseo femenino: 2 lavabos.

Para el uso de ACS, se ha estimado por normativa un consumo de 25 l/usuario de ducha y de 10 l/h de lavabo, que nos da un consumo diario medio de 2500 l/día.

Se dispone de un Calefactor eléctrico de agua caliente de 500l de capacidad para suministrar el ACS a los distintos receptores, para cada uno de los vestuarios grandes. Este calefactor estará ubicado en una habitación interior dentro de cada vestuario.

También se dispondrá de otro Calefactor eléctrico para el vestuario 3 o de árbitros así como para suministrar ACS a los lavabos de los aseos.

4.3. Consumo energético

Para el estudio del consumo anual de electricidad, se han definido dos tipos de días según nivel de uso, días de competiciones, uso escolar y condiciones climáticas. El consumo de ACS lo calcularemos de manera diferente.

Receptores	Potencia(kW)	Horas utilización/día fuerte	Consumo/día fuerte (kWh)	Horas utilización/día débil	Consumo/día débil (kWh)
Luminarias pista	10,392	8	83,1	3	31,2
Luminarias grada	1,932	5	9,7	1	1,9
Luminarias salas auxiliares	0,8	5	4	1	0,8
Marcador electrónico	0,5	2	1	0	0
Motores canastas	9,2	2,78E-04	0,002	0	0
Maquina frigorífica bar	2	24	48	24	48
Termo eléctrico ACS 500l	12	-	-	-	-
Termo eléctrico ACS 100l	2	-	-	-	-
Enchufes usos varios (16A)	5,3475	1	5,3	0,1	0,5
Enchufes máquinas potentes	7,36	0,5	3,7	0	0
Ordenador	0,3	5	1,5	0	0
Ventilación (extractores)	0,5	6	3	1	0,5
TOTAL	52,3315		159,3		82,9

Para realizar la estimación anual, cuantificamos los días fuertes y débiles según mes y nos da el consumo mensual.

Días/mes	Fuertes	Débiles	Consumo/mes (kWh)
Enero	23	8	4328,04
Febrero	20	8	3850,06
Marzo	18	13	3946,12

Abril	15	15	3634,03
Mayo	10	21	3335,06
Junio	0	30	2488,28
Julio	0	31	2571,22
Agosto	0	31	2571,22
Septiembre	10	20	3252,11
Octubre	16	15	3793,36
Noviembre	22	8	4168,71
Diciembre	23	8	4328,04
	157	208	
CONSUMO TOTAL AÑO SIN ACS			42266,28 kWh

Para el consumo de ACS, tendremos en cuenta lo que nos dice la normativa del CTE (Código Técnico de la Edificación), según la cual, como hemos calculado antes, según los usuarios nos da la estimación de demanda diaria:

- Consumo diario: 2500l/día.
- Fuente de energía: Termo eléctrico de 500l (Potencia = 6000W). Para Vestuario 1.
Termo eléctrico de 500l (Potencia = 6000W). Para Vestuario 2.
Termo eléctrico de 100l (Potencia = 2000W). Para Vestuario 3 y aseos.

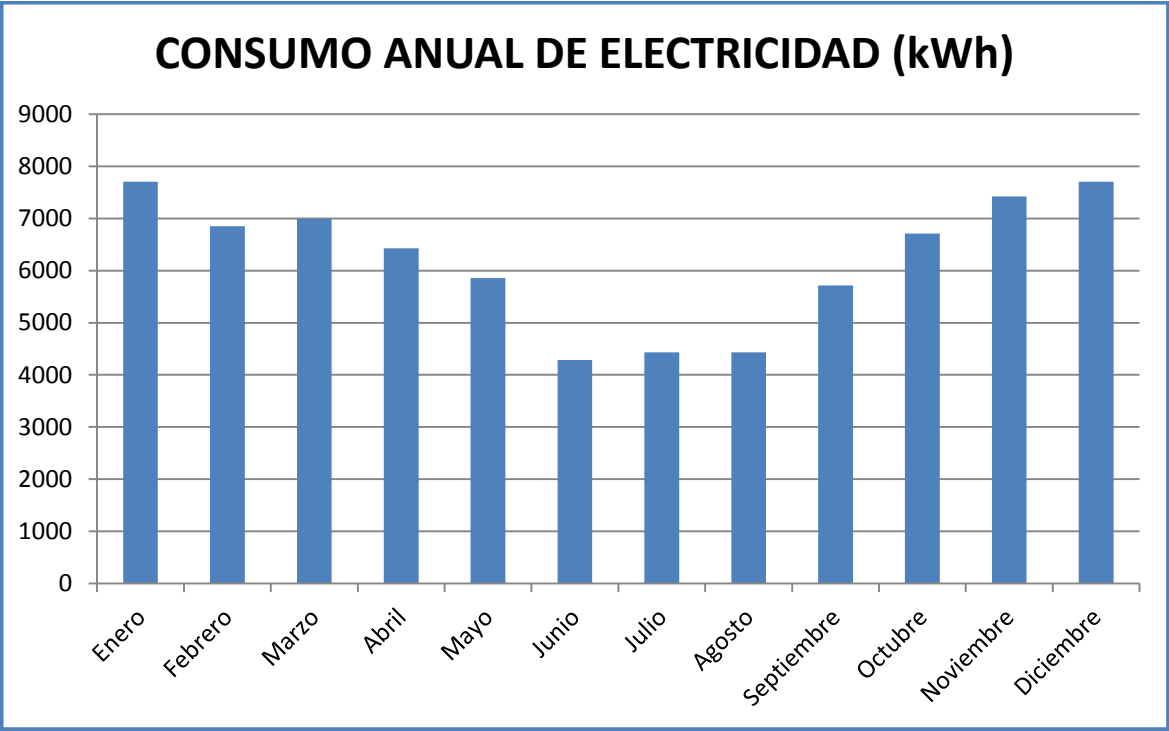
Estos termos, funcionarán también según ocupación (días débiles y días fuertes).

- Días fuertes: Los termos grandes se rellenarán dos veces (10 horas de funcionamiento cada uno) durante el día y el termo chico una vez (3 horas de funcionamiento). Nos dará un consumo de 126 kWh.
- Días débiles: Los termos grandes se rellenarán una vez en el día (5 horas de funcionamiento cada uno) y los termos chicos no se utilizarán. Nos dará un consumo de 60 kWh.

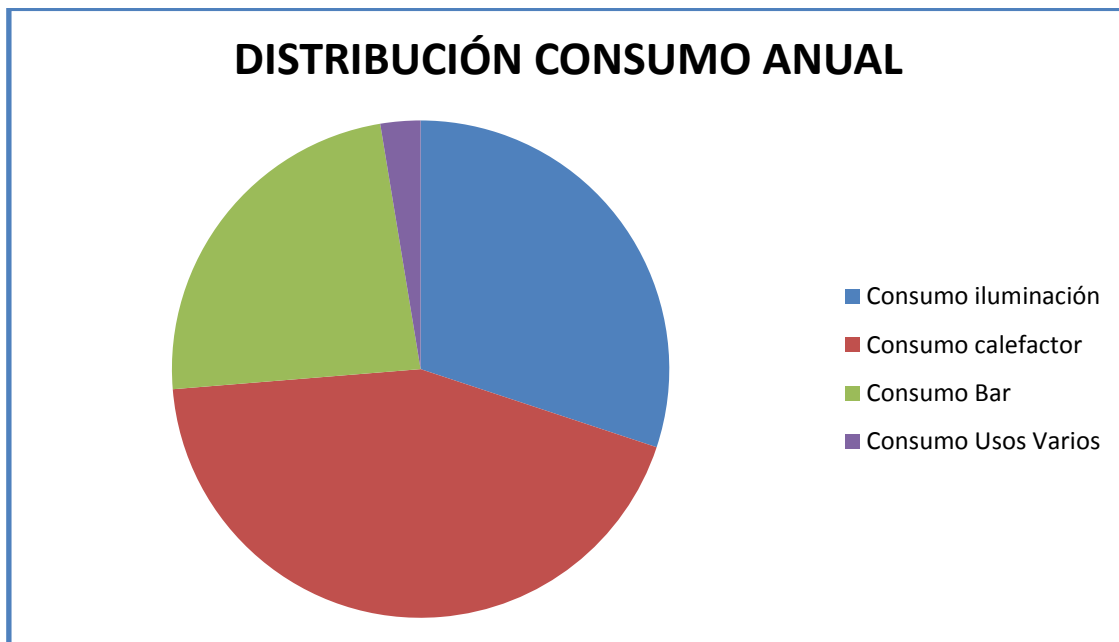
Teniendo en cuenta el número de días fuertes y débiles en la tabla anterior, nos dará un consumo eléctrico que se muestra a continuación:

	Consumo ACS (kWh)	Consumo (kWh)	s/ACS	Consumo (kWh)	Total
Enero	3378	4328,04		7706,04	
Febrero	3000	3850,06		6850,06	
Marzo	3048	3946,12		6994,12	
Abril	2790	3634,03		6424,03	
Mayo	2520	3335,06		5855,06	
Junio	1800	2488,28		4288,28	
Julio	1860	2571,22		4431,22	
Agosto	1860	2571,22		4431,22	

Septiembre	2460	3252,11	5712,11
Octubre	2916	3793,36	6709,36
Noviembre	3252	4168,71	7420,71
Diciembre	3378	4328,04	7706,04
TOTAL	32262	42266,28	74528,3 kWh



Dividiendo el consumo en cuatro partes bien diferenciadas nos da:



Como se puede observar en el gráfico, la mayor parte del consumo eléctrico viene dado por el consumo de ACS. El consumo de ACS a través de termos eléctricos es muy grande para grandes consumos en relación con otras formas de obtención de esa ACS. Le sigue en importancia la iluminación. La iluminación del pabellón actual está formada por receptores antiguos con mucho consumo. Por último, el consumo del bar debido a que las máquinas frigoríficas trabajan las 24h de los 365 días del año.

Debido a ésto, en este Trabajo optaremos por buscar soluciones en busca de una mayor eficiencia energética, actualizando los aparatos receptores de iluminación, así como obtener soluciones económicas en busca de un autoabastecimiento de energía eléctrica y de ACS por medio de captadores solares de energía.

5. Normativa de aplicación

La presente documentación técnica justificará tanto la viabilidad del uso pretendido, como la existencia de las dotaciones de servicios necesarias y condiciones de seguridad exigidas por la normativa específica.

En la redacción del Trabajo se han aplicado las siguientes normas y reglamentos vigentes:

5.1. Normativa nacional y autonómica

- Norma UNE-EN 12193: Iluminación de instalaciones deportivas.
- Legislación y Documentos Técnicos de Referencia en Instalaciones Deportivas, Consejo Superior de Deportes. Normas N.I.D.E., enumera las condiciones relativas a Planificación, Diseño y Condiciones Técnicas de materiales, sistemas e instalaciones concernientes a las instalaciones deportivas a cubierto denominadas Salas y Pabellones.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus Documentos Básicos, y en particular:
 - o Sección HE 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Normas particulares de compañía Sevillana-Endesa.
- Real Decreto 486/1997, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales.

6. Iluminación

Como ya hemos descrito antes, el objetivo de este Trabajo es aportar soluciones más eficientes energéticamente a la instalación actual. El consumo de energía por parte de los receptores lumínicos es aproximadamente el 45% del consumo anual de todo el pabellón. Por tanto, se buscará una solución que aporte un ahorro en el consumo para dicha instalación.

Optaremos por una solución con luminarias LED que nos aportarán las siguientes ventajas:

- Eficiencia energética del 90 %: La tecnología LED aprovecha un 90% de la luz emitida con una pérdida de un 10% de calor.
- Ahorro en el consumo eléctrico hasta el 80%: gracias a su bajo consumo, es la tecnología más económica que actualmente existe en el mercado.
- Ahorro ecológico: las bombillas LED son la opción más ecológica que existe actualmente, no contienen mercurio ni plomo y no emiten prácticamente emisiones de CO2 a la atmósfera comparado con las bombillas normales.
- No emiten radiaciones: la tecnología LED no emite radiaciones ultravioletas ni infrarrojas. Además no atrae a los insectos.
- Color de la luz: mediante un controlador se pueden generar miles de tonalidades de color.
- Mayor duración de vida útil: la tecnología LED tiene duración de hasta 70.000 horas de funcionamiento, evitando gastos de mantenimiento y sustitución.
- Encendido instantáneo: a diferencia de la iluminación fluorescente, el encendido es instantáneo a su máxima potencia aprovechando desde el primer segundo toda la iluminación.
- Resisten golpes y vibraciones: las bombillas LED no disponen de delicados filamentos, vidrios o gases contaminantes.

Para describir las soluciones adoptadas, dividiremos el pabellón en tres zonas según requerimiento de intensidad lumínica y condiciones arquitectónicas, con sus correspondientes soluciones.

Las luminarias escogidas serán de la prestigiosa marca Philips y todas del tipo LED.

Según la Norma UNE-EN 12193 que regula la iluminación en instalaciones deportivas, necesitaremos un nivel de luminosidad que se mide en unidades lux (lúmenes), así como de uniformidad de tal modo que el nivel máximo de intensidad y mínimo en toda la superficie de cálculo cumpla un mínimo establecido.

Las soluciones y el cumplimiento de las necesidades básicas habrán sido comprobadas con el programa informático DIALUX (información detallada incluida en Anexo de Cálculos justificativos).

6.1- Pista de juego y gradas

La pista tiene unas dimensiones de 45,4 x 23,75m siendo el terreno de juego efectivo de 40 x 20m según normas N.I.D.E. Además dispondrá de dos gradas, una ubicada en el lateral Noroeste y otra en el fondo Nordeste. La altura libre del pabellón es de 8,6m en su punto mínimo y las gradas formarán un ángulo de 30° con respecto al plano horizontal.

Definiremos nuestras necesidades en la norma UNE-EN 12193 como:

“Alumbrado clase II: Competición de nivel medio, tal como competición regional o de club local que implica generalmente capacidades de tamaño medio de espectadores con distancias de visión medias. El entrenamiento de alto nivel se puede incluir también en esta clase”.

Para el deporte de Balonmano y la clase II, necesitaremos en la superficie de juego una E_{med} (iluminancia media) de 500 lux, una uniformidad E_{min}/E_{med} igual a 0,7.

A su vez, incluiremos el cálculo para las gradas con el fin de aprovechar toda la luminosidad de la sala. Según normas N.I.D.E., las gradas deberán tener una E_{med} de 100 lux.

Aprovechando la estructura del pabellón, y la instalación eléctrica existente, las luminarias irán suspendidas sobre los pórticos que se distancian entre ellos por una longitud de 6,6m.

La solución será:

Modelo: Philips GentleSpace gen2.

57 x BY470P 1 xGRN130S/840 MB GC

Se distribuirán de la siguiente manera:

Pista de juego: 48 uds.

Grada fondo: 3 uds.

Grada lateral: 6 uds.



Estas luminarias tienen una Potencia nominal de 95W, y son especialmente apropiadas para naves industriales y pabellones en luminarias de gran altura (catálogo incluido en Anexo de Cálculos).

Se cumplen las necesidades requeridas por la Norma.

6.2- Habitaciones interiores

Según Normas N.I.D.E. las habitaciones interiores del pabellón requerirán las siguientes necesidades en iluminación:

Vestuarios/aseos: “La iluminación artificial alcanzará un nivel medio de 150 lux. Las luminarias serán estancas en las zonas húmedas de duchas y lavabos y protegidas de impacto mediante rejillas o difusores”.

Botiquín/enfermería: “Nivel medio de iluminación artificial de 250 lux”.

Sala de masaje: “Nivel medio de iluminación artificial de 250 lux”.

Oficina de Administración/Despacho: “Nivel medio de iluminación artificial de 400 lux”.

Almacén de material deportivo: “La iluminación artificial alcanzará un nivel mínimo de 100 lux”.

La solución por la que optaremos para todas las habitaciones interiores es:

Modelo: Philips Pacific LED WT460C.

20 x WT460C L1600 1xLED80S/850 O



Repartidos de la siguiente manera:

Vestuario: 3 uds. cada vestuario (x2) + 1 ud. vestuario árbitros

Despacho: 2 uds.

Sala de masaje: 1 ud.

Enfermería: 1 ud.

Almacén de material: 1 ud. para cada almacén (x4).

Aseos: 1 ud. Para cada aseo (x2)

Cuarto caldera: 1 ud.

Bar: 1 ud.

Cuarto para inversores y baterías: 1 ud.

Las luminarias tienen una Potencia nominal de 66W y cumple las necesidades requeridas por la Norma.

6.3- Vestíbulo/pasillos

Según Normas N.I.D.E.:

Vestíbulo/pasillos: “Nivel medio de iluminación artificial de 100 lux”.

Escogeremos dos tipos de luminarias:

Vestíbulo entradas: Philips Pacific LED WT460C

2 x WT460C L1600 1xLED80S/850 O

Pasillos interiores: Philips Master LEDEstándar

6 x MASTER LEDbulb D 18-100W E27 827 A67C

Repartidas en las dos entradas y en sus pasillos interiores correspondientes.

6.4- Nuevo estudio energético

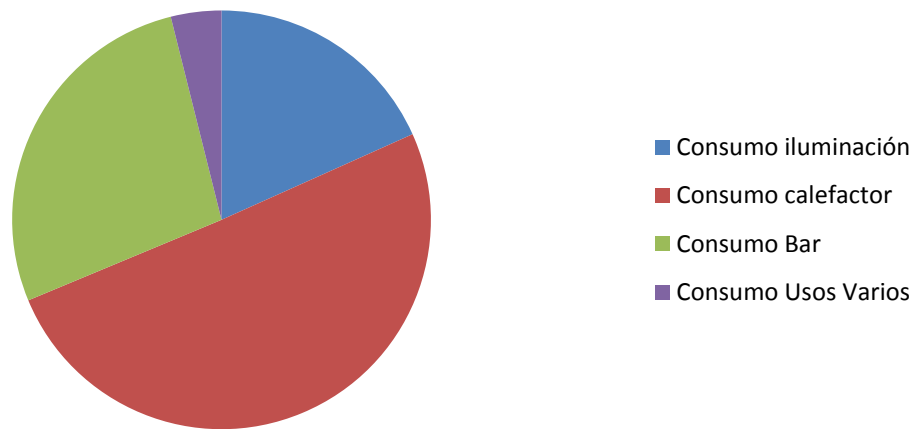
Una vez se ha cambiado toda la iluminación del pabellón, cambia la potencia máxima prevista así como su consumo de energía.

	POTENCIA MÁXIMA	CONSUMO ENERGÉTICO
ACTUAL	52,3315 kW	74528,3 kWh
NUEVO	46,1825 kW	63984,4 kWh

Por tanto, obtendremos un ahorro de energía anual de 10543 kWh al año.

Veremos reducida en gran parte el porcentaje de consumo en cuanto a iluminación.

DISTRIBUCIÓN CONSUMO ANUAL CON ILUMINACIÓN MODIFICADA



Por tanto, el porcentaje de consumo en cuanto a iluminación del pabellón, pasará del 30% al 18%, y el objetivo de reducirlo se habrá cumplido.

En cuanto al consumo total, se reducirá en un 15%.

Para la instalación de las nuevas luminarias se aprovechará la red de distribución interna del pabellón y no requerirá cambio de cableado y protecciones (ya que la potencia es menor).

El presupuesto de esta modificación, así como el estudio económico para su rentabilidad, irá descrito en el apartado final "Estudio económico de las diferentes soluciones".

7. ACS mediante Energía Solar

El objeto de este apartado es el diseño de la instalación de energía solar para producir agua caliente sanitaria en el pabellón.

Desde el año 2006, la normativa española (Código Técnico de la Edificación) obliga a instalar sistemas de energía solar para la obtención de ACS en todos los edificios de nueva construcción y rehabilitación de edificios existentes de cualquier uso en los que exista una demanda de agua caliente sanitaria y/o climatización de piscina cubierta. Concretamente, el Código Técnico de la Edificación (CTE), a través del documento básico HE4 “Contribución solar mínima de Agua Caliente Sanitaria”, establece un mínimo de aporte solar para producir ACS que necesariamente deberán alcanzar los edificios afectados por la norma. La norma también considera algunos supuestos en los que se puede disminuir la contribución solar mínima exigida: cuando se cubra la demanda con otras fuentes renovables, cuando las instalaciones resulten demasiado grandes o técnicamente inviables, cuando el edificio no cuente con suficiente acceso al sol o cuando existan limitaciones no subsanables.

Las soluciones técnicas adoptadas por el proyecto garantizan que el edificio cumple con los requisitos y exigencias básicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE) y el Código Técnico de la Edificación (CTE).

Por tanto, en este caso será aplicable.

7.1- Caracterización y cuantificación de las exigencias

La contribución solar mínima anual es la fracción entre los valores de la energía solar aportada exigida y la demanda energética anual, obtenidos por los valores mensuales.

Ya que Córdoba se encuentra en zona climática Nivel IV, que la fuente energética de apoyo será la electricidad mediante efecto Joule (aprovechando el calefactor eléctrico ya existente), y que la demanda estará en 2500l/día, la contribución solar mínima anual exigida será de un 70% del total.

Tabla 2.2. Contribución solar mínima en %. Caso Efecto Joule

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50-1.000	50	60	70	70	70
1.000-2.000	50	63	70	70	70
2.000-3.000	50	66	70	70	70
3.000-4.000	51	69	70	70	70
4.000-5.000	58	70	70	70	70
5.000-6.000	62	70	70	70	70
> 6.000	70	70	70	70	70

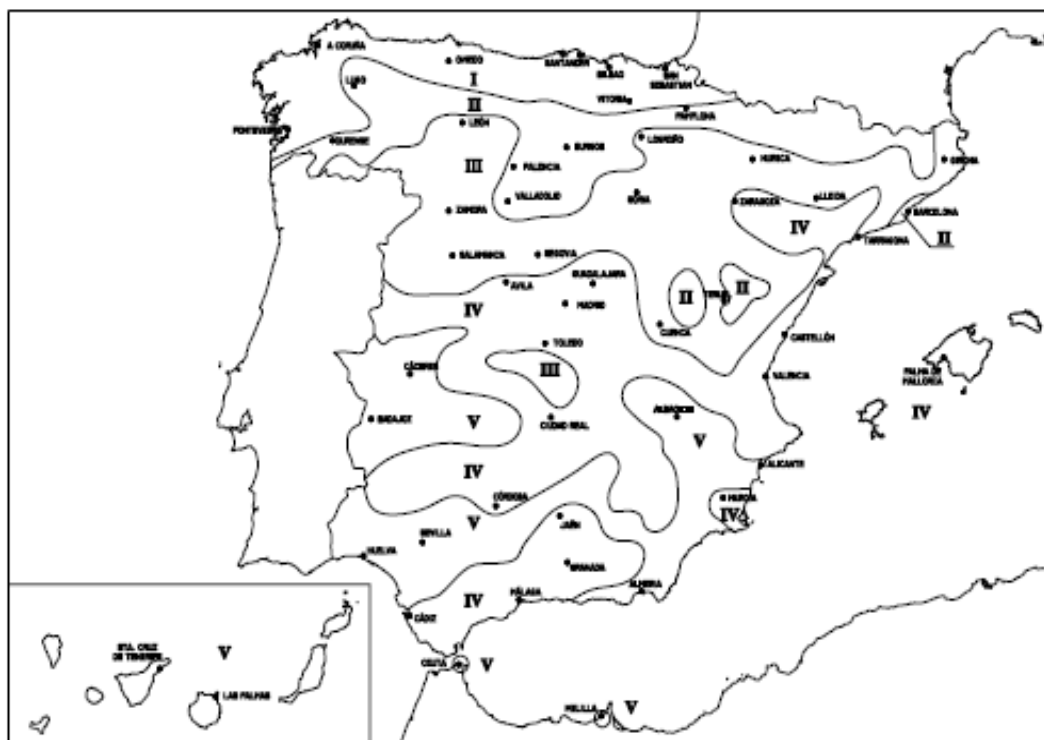


Fig. 3.1. Zonas climáticas

7.2- Condiciones generales de la instalación

7.2.1 Definición

1. Una instalación solar térmica está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, transformarla directamente en energía térmica cediéndola a un fluido de trabajo y, por último almacenar dicha energía térmica de forma eficiente, bien en el mismo fluido de trabajo de los captadores, o bien transferirla a otro, para poder utilizarla después en los puntos de consumo. Dicho sistema se complementa con una producción de energía térmica por sistema convencional auxiliar que puede o no estar integrada dentro de la misma instalación.

2. Los sistemas que conforman la instalación solar térmica para agua caliente son los siguientes:

- a) un sistema de captación formado por los captadores solares, encargado de transformar la radiación solar incidente en energía térmica de forma que se calienta el fluido de trabajo que circula por ellos;
- b) un sistema de acumulación constituido por uno o varios depósitos que almacenan el agua caliente hasta que se precisa su uso;
- c) un circuito hidráulico constituido por tuberías, bombas, válvulas, etc., que se encarga de establecer el movimiento del fluido caliente hasta el sistema de acumulación;

- d) un sistema de intercambio que realiza la transferencia de energía térmica captada desde el circuito de captadores, o circuito primario, al agua caliente que se consume;
- e) sistema de regulación y control que se encarga por un lado de asegurar el correcto funcionamiento del equipo para proporcionar la máxima energía solar térmica posible y, por otro, actúa como protección frente a la acción de múltiples factores como sobrecalentamientos del sistema, riesgos de congelaciones, etc;
- f) adicionalmente, se dispone de un equipo de energía convencional auxiliar que se utiliza para complementar la contribución solar suministrando la energía necesaria para cubrir la demanda prevista, garantizando la continuidad del suministro de agua caliente en los casos de escasa radiación solar o demanda superior al previsto.

3. Se consideran sistemas solares prefabricados a los que se producen bajo condiciones que se presumen uniformes y son ofrecidos a la venta como equipos completos y listos para instalar, bajo un solo nombre comercial. Pueden ser compactos o partidos y, por otro lado constituir un sistema integrado o bien un conjunto y configuración uniforme de componentes

7.2.2 Condiciones generales

1. El objetivo básico del sistema solar es suministrar al usuario una instalación solar que:
 - a) optimice el ahorro energético global de la instalación en combinación con el resto de equipos térmicos del edificio;
 - b) garantice una durabilidad y calidad suficientes;
 - c) garantice un uso seguro de la instalación.
2. Las instalaciones se realizarán con un circuito primario y un circuito secundario independientes, con producto químico anticongelante, evitándose cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación.
3. En nuestra instalación, al contar con más de 10 m² de captación correspondiendo a un solo circuito primario, éste será de circulación forzada.
4. La instalación debe permitir que el agua alcance una temperatura de 60 °C, no se admitirá la presencia de componentes de acero galvanizado.
5. Respecto a la protección contra descargas eléctricas, las instalaciones deben cumplir con lo fijado en la reglamentación vigente y en las normas específicas que la regulen.
6. Se instalarán manguitos electrolíticos entre elementos de diferentes materiales para evitar el par galvánico.

7.3- Criterios generales de cálculo. Método de cálculo: CHEQ4

La Asociación de la Industria Solar Térmica (ASIT), fruto del convenio suscrito con el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), ha desarrollado el programa informático CHEQ4 de acceso gratuito que facilita a todos los agentes participantes en el sector de la energía solar térmica de baja temperatura la aplicación, cumplimiento y evaluación de la sección HE4 incluida en el Código Técnico de la Edificación (CTE). Se hará uso

de esta herramienta para verificar los cálculos que se desarrollarán en este proyecto. CHEQ4 genera un informe justificativo de los resultados obtenidos de forma rápida y sencilla. El informe favorable generado por la aplicación será suficiente para acreditar el cumplimiento, desde el punto de vista energético, de los requisitos establecidos en la sección HE4.

ASIT e IDAE se encargan de actualizar continuamente el programa, incluyendo en la base de datos todos los captadores solares térmicos certificados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que cuenta actualmente con más de 500 modelos pertenecientes a más de 50 empresas diferentes. CHEQ4 además incluye ahora más de 50 sistemas solares prefabricados distintos.

CHEQ4 se basa en la metodología de cálculo METASOL desarrollada por Aiguasol y presentada en el ISES Solar World Congress 2011.

El método METASOL combina la precisión y flexibilidad de la simulación dinámica de programas como TRANSOL (software para el diseño, el cálculo y la optimización de sistemas de energía solar térmica), la rapidez y simplicidad de métodos estáticos como F-Chart (método de las curvas que permite realizar el cálculo de la cobertura de un sistema solar por correlaciones de variables), manteniendo presente las características del mercado español y la normativa aplicable.

Para obtener este método de cálculo instantáneo se ha seguido una aproximación similar a la del método F-Chart: partiendo de modelos detallados, obtenidos del programa TRANSOL, se realizan gran cantidad de simulaciones para correlacionar los resultados obtenidos en función de las variables clave del sistema.

Estos modelos permitirán realizar el cálculo simplificado y rápido de las prestaciones de la instalación y definirán globalmente:

- Las pérdidas térmicas de las instalaciones
- La demanda bruta de energía: demanda energética anual teniendo en cuenta las pérdidas en acumulación y en distribución.
- La demanda neta de energía: demanda energética anual sin tener en cuenta las pérdidas en acumulación y en distribución.
- El aporte solar térmico y la contribución solar

7.4- Descripción de la instalación

Como ya hemos descrito antes, Para la realización de este proyecto se ha decidido implantar una instalación de tipo centralizado con interacumulador. Esta se puede descomponer en cinco sistemas:

- Sistema de captación
- Sistema de acumulación
- Sistema hidráulico
- Sistema auxiliar de energía
- Sistema de control y regulación

7.4.1.- SISTEMA DE CAPTACIÓN

Su función es calentar el fluido caloportador mediante la captación de la radiación solar. Es el componente principal de cualquier instalación solar térmica de baja temperatura. La instalación de este proyecto contará con 20 captadores solares orientados al sur y con una inclinación de 45°. Al haberse escogido un modelo que cuenta con 2,21 m² de área de captación, se tendrá una superficie total de captación de 44,20 m².

Se dispondrán según planos, guardando la distancia mínima para evitar pérdidas por sombra. Todos los captadores se colocarán en paralelo.

Los captadores escogidos son del modelo:

FERROLI ECOTOP VF 2.3

7.4.2.- SISTEMA DE ACUMULACIÓN

Su función es almacenar la energía solar disponible en períodos de baja demanda para poder suministrarla posteriormente. De esta forma independiza el circuito de captación solar del circuito de consumo. Es necesario por el desfase existente entre la radiación solar que se capta y el consumo.

Para este proyecto se ha escogido un interacumulador de 3000 litros. El intercambiador escogido es del modelo:

CHROMAGEN ASUV013

7.4.3.- SISTEMA HIDRÁULICO

Su función es conectar entre sí los principales componentes de la instalación solar. Comprende el conjunto de tuberías, bomba de circulación, válvulas y accesorios que intervendrán en el transporte del fluido caloportador desde el sistema de captación (azotea) al sistema de acumulación (sala de combustión y producción de ACS).

Para este proyecto se ha escogido una unidad de circulación para el circuito primario con capacidad de regulación del caudal en tránsito en función del número de colectores.

Este grupo hidráulico consta de una bomba que moverá un caudal de 998 l/h y vencerá sin problemas la pérdida de carga calculada en el circuito primario, siendo esta de 5 m.c.a.

Para el circuito primario se usará tubería de cobre de 20 mm de diámetro interior preaislada con espuma de poliuretano resistente a altas temperaturas, revestida con plástico duro para tendido empotrado o en intemperie.

Como el circuito primario es de circulación forzada y el edificio se encuentra en Córdoba (donde las temperaturas muy raramente son bajo cero) se ha optado por escoger agua como fluido caloportador. Además, el grupo hidráulico escogido cuenta con una función antihielo para evitar las posibles heladas y siendo esta la elección más barata.

Se coloca también un vaso de expansión cerrado de 8 litros de capacidad para controlar la dilatación del fluido caloportador.

El sistema de distribución a las duchas de vestuarios se considera existente en la instalación.

7.4.4.- SISTEMA AUXILIAR DE ENERGÍA

Su función es apoyar o sustituir la instalación solar cuando sea necesario. Ésta no se diseña para cubrir la totalidad de la demanda por lo que para asegurar el abastecimiento de la demanda térmica se debe disponer de un sistema auxiliar de energía.

Se dispondrá de los calefactores de agua caliente mediante energía eléctrica ya existentes en la instalación, dos con volumen de acumulación de 500l y una potencia nominal de 6kW y uno con volumen de 100l y potencia nominal 2kW.

7.4.5.- SISTEMA DE CONTROL Y REGULACIÓN

Su función es mantener la instalación con una presión de trabajo constante y con la temperatura de los captadores solares dentro de los límites de seguridad independientemente de las condiciones de trabajo, facilitando el mantenimiento de dichas instalaciones. Para ello hará uso de sondas de temperatura y manómetros en varias zonas del circuito primario que enviarán los datos a la unidad de control.

Para este proyecto se ha escogido un equipo de llenado/vaciado de instalaciones de energía solar con control electrónico que actuará llenando los captadores cuando hay menos presión de la configurada inicialmente y vaciándolos cuando la temperatura de los captadores sobrepasa una temperatura límite prefijada.

7.5- Cumplimiento normativa y solución obtenida



Esta última imagen muestra los resultados satisfactorios de la instalación a realizar.

El aporte solar de la instalación será del 70% del total, por tanto, satisface la normativa del CTE.

Como se ve en la gráfica, el consumo de la instalación auxiliar será mayor en las estaciones de Otoño e Invierno, cuando menos radiación solar hay.

Hemos obtenido un ahorro de consumo eléctrico que era el objetivo que buscábamos, así como una reducción de emisiones de CO₂.

Obtendremos un ahorro de 24450 kWh.

CHEQ4



La instalación solar térmica especificada CUMPLE los requerimientos mínimos especificados por el HE4

Parámetros del sistema		Verificación en obra
Campo de captadores		
Captador seleccionado	FERROLI Ecotop VF 2.3 (Ferroli)	<input type="checkbox"/>
Contraseña de certificación	NPS-3711 - Verificar vigencia	<input type="checkbox"/>
Número de captadores	20,0	<input type="checkbox"/>
Número de captadores en serie	1,0	<input type="checkbox"/>
Pérdidas por sombras (%)	0,0	<input type="checkbox"/>
Orientación [°]	0,0	<input type="checkbox"/>
Inclinación [°]	45,0	<input type="checkbox"/>
Circuito primario/secundario		
Caudal circuito primario [l/h]	5.569,0	<input type="checkbox"/>
Porcentaje de anticongelante [%]	0,0	<input type="checkbox"/>
Longitud del circuito primario [m]	17,0	<input type="checkbox"/>
Diámetro de la tubería [mm]	38,0	<input type="checkbox"/>
Espesor del aislante [mm]	25,0	<input type="checkbox"/>
Tipo de aislante	espuma de poliuretano	<input type="checkbox"/>
Sistema de apoyo		
Tipo de sistema	Termo eléctrico	<input type="checkbox"/>
Tipo de combustible	Electricidad	<input type="checkbox"/>
Acumulación		
Volumen [l]	3.000,0	<input type="checkbox"/>
Distribución		
Longitud del circuito de distribución [m]	40,0	<input type="checkbox"/>
Diámetro de la tubería [mm]	20,0	<input type="checkbox"/>
Espesor del aislante [mm]	25,0	<input type="checkbox"/>
Tipo de aislante	genérico	<input type="checkbox"/>
Temperatura de distribución [°C]	60,0	<input type="checkbox"/>

Esta instalación estará resumida en:

- **20 Captadores Solares “FERROLI ECOTOP VF 2.3” con una inclinación de 45° y orientación Sur. Tendrá una superficie de captación de 44,20m².**
- **Interacumulador de 3000l “CHROMAGEN ASUV013”.**

Además de estos elementos principales, tendremos en cuenta elementos secundarios a instalar para el correcto funcionamiento de la instalación.

La instalación nos dará un nuevo consumo de electricidad:

	Consumo sin ACS (kWh)	Consumo auxiliar ACS (kWh)	CONSUMO NUEVO TOTAL (kWh)
Enero	3254,1	1178	4432,1
Febrero	2894,4	1000	3894,4
Marzo	2964,5	348	3312,5
Abril	2728,7	590	3318,7
Mayo	2501,1	520	3021,09
Junio	1859,8	200	2059,8
Julio	1921,8	160	2081,8
Agosto	1921,8	160	2081,8
Septiembre	2439,1	360	2799,1
Octubre	2848,6	766	3614,6
Noviembre	3134,2	1152	4286,2
Diciembre	3254,11928	1378	4632,11928
TOTAL			39534,3kWh

Que supondrá un ahorro de 24450 kWh al año en el consumo de electricidad.

El presupuesto de esta modificación, así como el estudio económico para su rentabilidad, irá descrito en el apartado final “Estudio económico de las diferentes soluciones”.

8. Autoabastecimiento de electricidad mediante Placas Fotovoltaicas

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica sufre año tras año un acelerado avance tecnológico y económico. Esto conlleva a que la instalación de paneles solares fotovoltaicos esté cada vez más al alcance, facilitando así, un rápido crecimiento de su consumo.

Son cada vez más los países que reconocen el enorme potencial de la energía solar. Se contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO₂ y, en menor medida de SO_x.

Cada kwh generado con energía solar evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1kg de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 400g de CO₂, en el caso de gas natural. Se estima que antes del 2020 las energías renovables cubran el 20% de la demanda energética. El papel que ejerce la energía solar es fundamental.

Los principales propulsores de la energía solar fotovoltaica en Europa son España y Alemania, pero otros como Italia, Francia y Grecia ya aspiran a ser grandes referentes. Se debe considerar las grandes potencias como EEUU y Japón que también están realizando importantes inversiones en este sector.

Pero no sólo ellos contribuyen al avance de la energía fotovoltaica. En más de 100 países ha obtenido el crecimiento más importante de generación de electricidad. Es fácil imaginar que a finales del 2020 la energía solar fotovoltaica será una de las energías renovables más usadas y más asequibles en todo el mundo.

Por tanto, el objetivo de este estudio, es buscar la mejor solución de autoconsumo para el Polideportivo, aprovechando las condiciones climáticas (grandes cantidades de horas de sol).

8.1- Posibles soluciones y solución elegida

Para satisfacer las necesidades de autoconsumo, se pueden tomar varias alternativas:

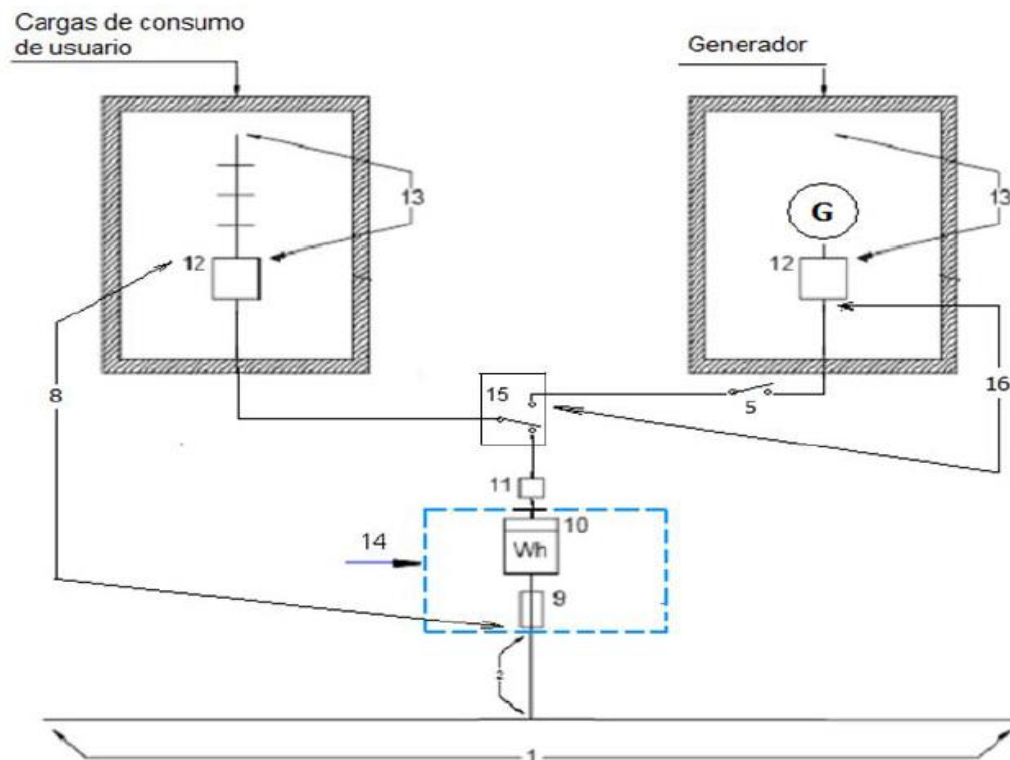
- Instalación solar fotovoltaica conectada a red: para este tipo de instalación se necesita una inversión entre dos y tres veces inferior a la aislada.
- Combinación energía solar-eólica: para dotar de una mejor fiabilidad a la instalación, una opción es contar con el apoyo de generadores eólicos. El encarecimiento de algunos aparatos por esta doble función y la falta de espacio para la instalación de los aerogeneradores, esta opción queda descartada.
- Instalación solar fotovoltaica aislada con sistema de seguimiento: para incrementar la productividad de la instalación, instalar sistemas de seguimiento en los paneles es una opción generalmente viable. En este caso, el coste de las estructuras y soportes de seguimiento aumentan y además la instalación de dichos sistemas sobre cubiertas complica la instalación.
- Instalación solar fotovoltaica aislada con módulos fijos: Al disponer de suficiente superficie para la instalación de paneles sin que se produzcan sombras y encontrarnos

en una región con buena radiación sería una buena solución. La necesidad de uso de baterías encarece la instalación.

Optaremos por una solución Instalación solar fotovoltaica conectada a red en la que aprovecharemos la instalación a la red de distribución existente, con dos posibles casos:

- Instalación fotovoltaica conectada a red con aporte auxiliar de baterías.
- Instalación fotovoltaica conectada a red.

En ambos casos la instalación vendrá así (según viene explicado en la ITC-BT-40 del REBT):



El bloque 13, estará formado por el equipo generador-inversor. La parte generadora, vendrá dada por las PV (Placas Fotovoltaicas) y las baterías si se estima colocarlas.

El elemento 12 serán los dispositivos de mando y protección de la parte generadora.

El bloque 15, será un sistema de conmutación para todos los conductores activos y el neutro, que impida el acoplamiento simultáneo a ambas fuentes de alimentación. Esta conmutación puede realizarse manualmente, normalmente con enclavamiento mecánico o interruptores de leva, o mediante conmutación automática, normalmente con enclavamiento eléctrico.

El conmutador de conexión red/generador, podrá sustituir al interruptor general de maniobra (IGM), siempre que el conmutador cumpla al menos las mismas condiciones técnicas y de ubicación exigidas a dicho interruptor.

Los elementos de protección y sus conexiones al conmutador serán precintables o se garantizará mediante método alternativo que no se pueden modificar los parámetros de conmutación iniciales y la empresa distribuidora de energía eléctrica, deberá poder acceder de forma permanente a dicho elemento, en los casos que sea transferencia de carga sin corte.

Estos elementos que hemos descrito, son los que definirán la instalación generadora para autoconsumo.

8.2- Datos de partida

Como hemos descrito en los datos del establecimiento, para realizar la instalación de Energía Solar Fotovoltaica tendremos en cuenta:

- Potencia Total instalada: 46,1825 kW.
- Consumo energético anual: 39534,3 kWh (habiendo realizado la mejora lumínica y de ACS)

	CONSUMO (kWh)
Enero	4432,1
Febrero	3894,4
Marzo	3312,5
Abril	3318,7
Mayo	3021,1
Junio	2059,8
Julio	2081,8
Agosto	2081,8
Septiembre	2799,1
Octubre	3614,6
Noviembre	4286,2
Diciembre	4632,1
TOTAL	39534,3 kWh

- Superficie para instalación de placas: Las placas se instalarán en la cubierta del polideportivo, que tiene una superficie de 1680m².

- Radiación solar: Para poder hallar el número de placas que satisface la solución, tenemos como dato de partida la radiación solar por m² en Córdoba.

Radiación en kWh/m² para una Orientación Sur y una posible inclinación de placas			
	30°	35°	60°
Enero	120	125	139
Febrero	140	144	151
Marzo	188	190	183
Abril	186	184	160
Mayo	207	202	160
Junio	219	212	158
Julio	238	230	174
Agosto	230	227	188
Septiembre	191	192	178
Octubre	170	174	177
Noviembre	132	137	150
Diciembre	117	122	138

- Consumo en horas de sol: haciendo una estimación del porcentaje utilizado del consumo mensual. (Total, 20023,7749kWh)

	CONSUMO TOTAL	% UTILIZACION SOL	CONSUMO HORAS DE SOL
Enero	4432,1	0,3	1329,6
Febrero	3894,4	0,4	1557,7
Marzo	3312,5	0,5	1656,2
Abril	3318,7	0,6	1991,2
Mayo	3021,1	0,8	2114,8
Junio	2059,8	0,9	1647,9
Julio	2081,8	0,9	1873,6
Agosto	2081,8	0,9	1873,6
Septiembre	2799,1	0,7	1959,4
Octubre	3614,6	0,5	1807,3
Noviembre	4286,2	0,3	1285,9
Diciembre	4632,1	0,2	926,4

8.3- Instalación fotovoltaica conectada a red

La instalación dispondrá de los siguientes elementos:

- Placas solares. Elementos que captan la energía solar y la transforman en electricidad en forma de CC. Las placas necesitan de estructuras inclinadas que las soporten.
- Inversor. Transforma la corriente eléctrica en forma de CC proveniente de las placas en Corriente Alterna para alimentar los distintos receptores del establecimiento.
- Cableado. Distribuye desde las placas solares hasta la CGPM la corriente eléctrica.
- Protecciones. Protegen contra sobretensiones y sobreintensidades todos los elementos de la instalación.



Con los datos de partida ya definidos, obtendremos la solución para los distintos elementos.

8.3.1. PLACAS SOLARES

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (Células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, como se mencionaba anteriormente, y que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente)

Las placas fotovoltaicas se dividen en:

- Cristalinas
- Monocristalinas
- Policristalinas

- Amorfos

A la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

- Corriente de cortocircuito (I_{cc}): es la máxima intensidad que se genera en el panel iluminado cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es la máxima tensión que proporciona el panel iluminado cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.
- Punto de máxima potencia (I_{mp} , V_{mp}): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar en su punto de funcionamiento óptimo, que viene dado por el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mp}) y la tensión de máxima potencia (V_{mp}), dividido por el producto de V_{oc} e I_{cc} . Este parámetro sirve para evaluar la calidad de los paneles gracias a la forma de la curva característica I-V de los paneles. Un FF muy alto nos dará una curva I-V con un codo más “cuadrado” y viceversa.
- Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente sobre el panel.

Estructura de soporte de las placas

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) y las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

Podemos tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de la instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas "huertas solares" donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.

Esta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

8.3.2 INVERSOR

Anteriormente se ha visto que los paneles solares fotovoltaicos generan potencia a partir de la radiación solar que captan, esta potencia eléctrica no es alterna sino continua con unos valores de tensión y corriente continua que depende de la disposición de los paneles. A la hora de entregar la energía eléctrica a la red, es necesario tratarla para que cumpla las características establecidas para inyectarla a dicha red, como que debe ser senoidal, con una frecuencia de 50Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en a la red de suministro.

El inversor es el equipo electrónico que permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 97%, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye con forme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.

- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

8.3.3 CABLEADO DE INTERCONEXIÓN

Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con otra instrumentación.

Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado evidentemente tendrá que cumplir con el reglamento técnico de baja tensión. Las conexiones, cables, equipos y demás elementos tendrán que tener el grado de protección IP.535, concepto que se define en la norma UNE 20-234.

Los cables utilizados tendrán una última capa de protección con un material resistente a la intemperie y la humedad, de tal forma que no le afecten internamente los agentes atmosféricos.

Entre las conexiones eléctricas entre paneles usaremos siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser bornas en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. La caja de terminales es una buena solución en el caso de que cumpla con el grado de protección IP.535.

En instalaciones donde se monten paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24V instalaremos diodos de derivación.

La sección del cable de conexión no debe de ser superior a 6mm. Es necesario también cuidar los sistemas de paso de los cables por muros y techos para evitar la entrada de agua en el interior. Las técnica y tendido para la fijación de los cables han de ser las habituales en una instalación convencional. Los conductor pueden ir bajo tubo al aire, en el primer caso puede ir empotrado o no. La sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter un excesivo dobléz a los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

8.3.4 PROTECCIONES

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento.

La implantación de protecciones deberemos llevarla a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para éste tipo de instalaciones, artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 y al Reglamento Electrotécnico de Baja tensión:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 de caída de tensión U_m , respectivamente).

Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.

El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

Podrán instalarse en el inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático, si se cumplen las siguientes condiciones:

- a) Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se restablezca las condiciones normales de suministro de la red.
- b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
- c) El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
- d) En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, el fabricante del inversor deberá certificar:
 - Los valores de tara de tensión.
 - Los valores de tara de frecuencia.
 - El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
 - Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

Al tener tanto potencia continua como potencia alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso que se definirán en el apartado de cálculos del proyecto:

a) Protecciones de continua: Este tipo de aparamenta se instalará en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.

Se propone la ejecución de un cuadro de continua único, situado en el interior del polideportivo que dispondrá de:

- Dos portafusibles, uno por línea. Esto permitirá disponer en circuito abierto de manera independiente el string o línea en paralelo, facilitando de este modo posteriores labores de operación y mantenimiento.
- Un descargador contra sobretensiones DC para la protección frente a rayos.
- Un interruptor de corte de carga, previo a la conexión con el inversor.

b) Protecciones de alterna: Estas protecciones se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, desde el inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

Se propone un cuadro general de alterna que estará ubicado cercano al inversor y que alojará las protecciones y elementos de mando propios de la parte de alterna de la instalación. El cuadro de alterna dispondrá de:

- Un interruptor automático magneto-térmico de CA.
- Un dispositivo protector contra sobretensiones transitorias.
- Un interruptor diferencial a la salida en alterna.

8.3.5. SOLUCIÓN OBTENIDA

Placas solares: **80 x Atersa A-250P**. Con filas de 20 x 4. (20 módulos en serie por cada fila en paralelo). Tendrán una orientación Sur (0°) y una inclinación de 60°.

Inversores: **1 x SUNNY TRIPOWER STP 20000TL**.

Cableado: Tramo Paneles-Inversor: **PV1-F 1x4** (dos para cada subsistema, total 8 uds).

Tramo Inversor-CPM: **RZ1-K 0,6/1kV 5G6 (As)**

Protecciones: Cuadro General de CC: **Portafusibles C10 PV Moeller, con fusibles de 16A.**

Descargador de sobretensiones ABB OVR PV 40.

Interruptor magneto-térmico ABB-S800PV-S-25A.

Cuadro General de CA: **Interruptor automático ABB S204-C40A.**

Dispositivo protector contra sobretensiones transitorias OVR T2 1 N 15 275P.

Interruptor diferencial ABB IN 40A con sensibilidad de 30 mA.

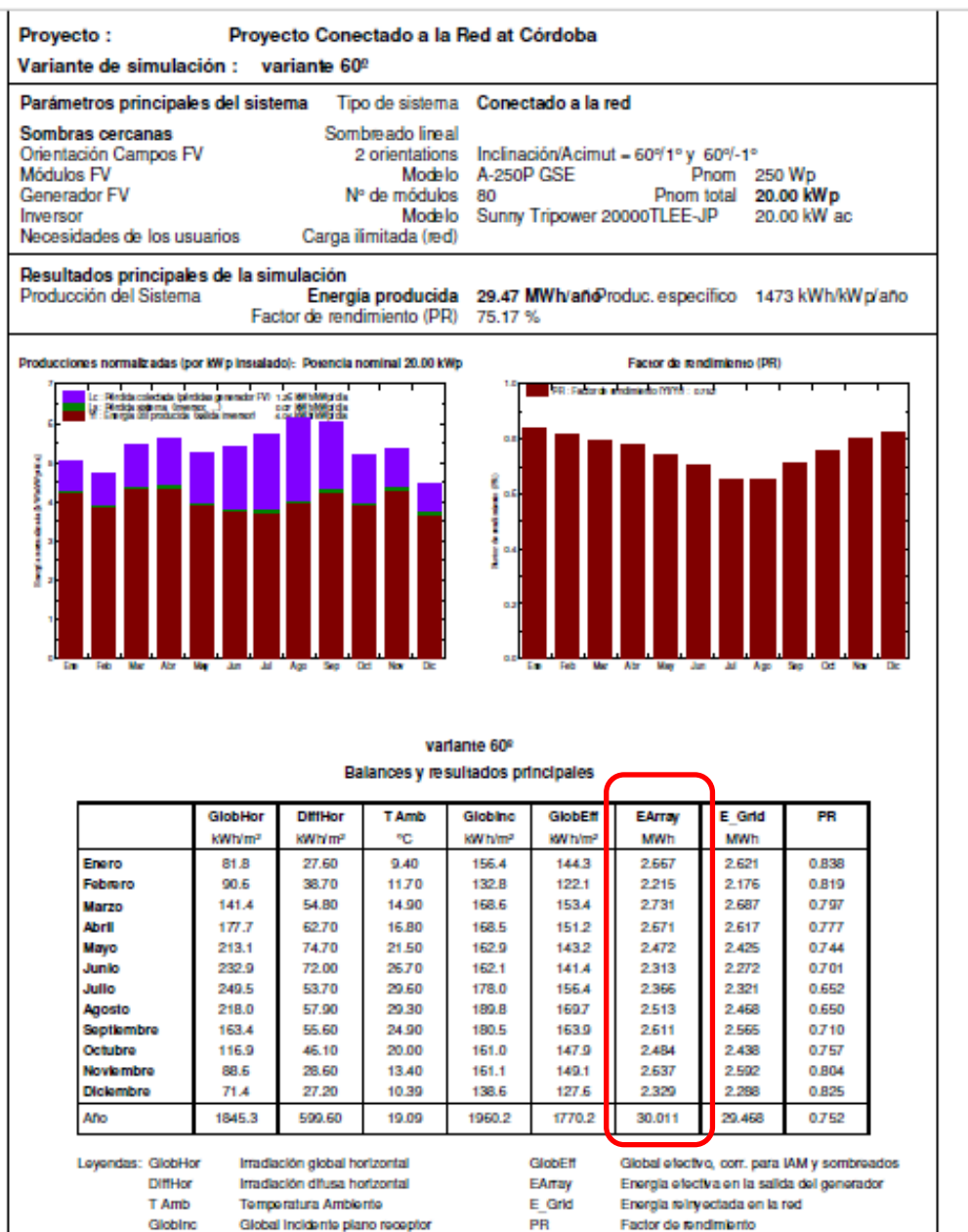
Estructura soporte placas: Las placas irán sujetas a la cubierta mediante estructura de sujeción de aluminio reforzado diseñada para tal efecto. La cubierta existente se trata de una cubierta de chapado metálico. Se comprueba que la cubierta existente del polideportivo puede sostener el peso de las placas y la estructura. Los soportes que constituyen la estructura de sujeción de los módulos irán cogidos a dicha estructura de chapa. Se dispondrá de un elemento de unión entre la estructura de soporte y la chapa de la cubierta. Este elemento de unión se trata de una pieza de acero inoxidable que se adapta al dibujo de la chapa y se sujeta a ella mediante cuatro tornillos autorroscantes de acero inoxidable.



8.3.6. ENERGÍA GENERADA Y AHORRO

La producción del sistema fotovoltaico lo calcularemos con el programa PVSYST que estima la producción a través de una base de datos histórica del clima del lugar, así como con los componentes del sistema (módulos, inversor, posibles sombras, pérdidas en cableado, etc).

A continuación se expone el resultado del informe de simulación que exporta el programa (el informe completo se pondrá en los anexos):



También se puede estimar la producción en la web del PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), del Institute for Energy and Transport (IET) de la European Commission. Se trata de un método menos exacto.

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 37°54'33" North, 4°48'7" West, Elevation: 190 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 20.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.2% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 25.9%

Fixed system: inclination=60 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	68.70	2130	4.41	137
Feb	82.20	2300	5.34	149
Mar	87.20	2700	5.79	180
Apr	77.60	2330	5.21	156
May	74.90	2320	5.15	160
Jun	74.30	2230	5.25	158
Jul	78.80	2440	5.63	174
Aug	85.30	2650	6.08	188
Sep	85.60	2570	5.94	178
Oct	84.40	2620	5.70	177
Nov	75.70	2270	4.96	149
Dec	68.30	2120	4.40	136
Year	78.60	2390	5.32	162
Total for year		28700		1940

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

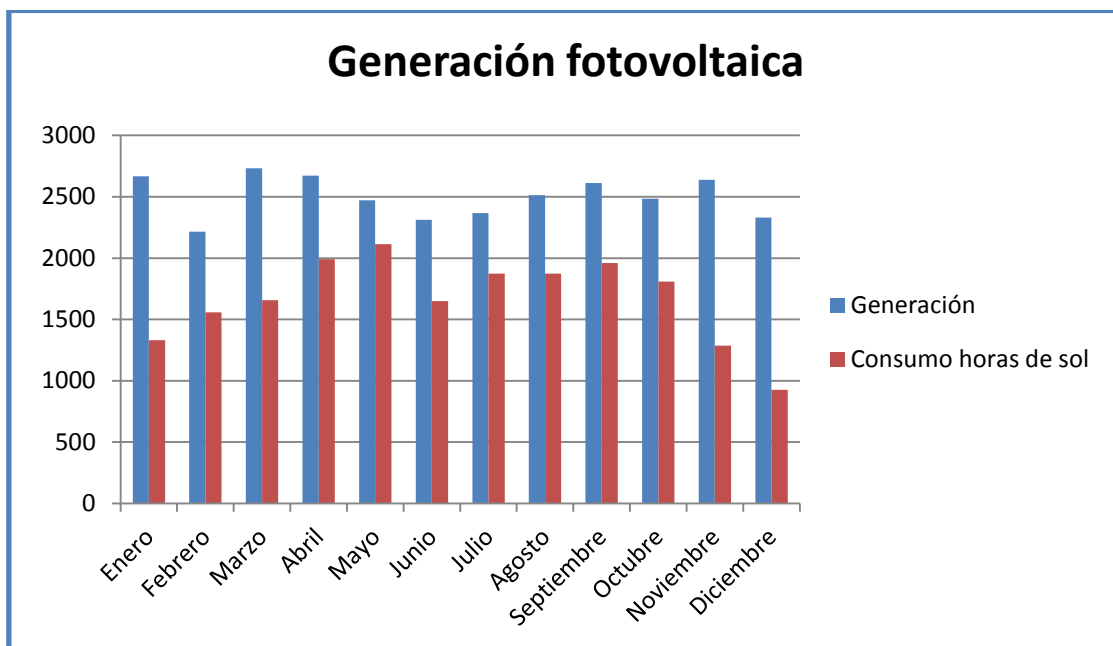
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Tomando como valores reales los que nos proporciona el programa PVSYST tenemos una generación por mes:



Por tanto, nos cubrirá todas las horas de sol, que es el objetivo que estábamos buscando.

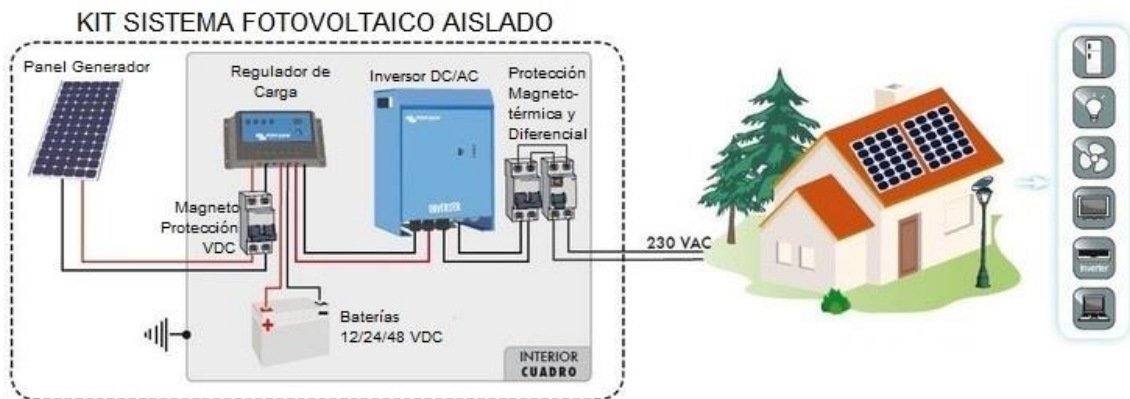
El nuevo consumo eléctrico del polideportivo, será el consumo en las horas de noche que será:

CONSUMO NOCHE (kWh)	
Enero	3102,5
Febrero	2336,6
Marzo	1325,0
Abril	1327,5
Mayo	906,3
Junio	206,0
Julio	208,2
Agosto	208,2
Septiembre	839,7
Octubre	1807,3
Noviembre	3000,3
Diciembre	3705,7
TOTAL	18973,3 kWh

8.4- Instalación fotovoltaica conectada a red con aporte auxiliar de baterías

La instalación dispondrá de los siguientes elementos:

- Placas solares.
- Baterías de almacenamiento. Almacenan la energía que no es consumida instantáneamente por los receptores del pabellón.
- Regulador de carga. Controla y protege las baterías y la instalación interior, gestionando las cargas o descargas excesivas.
- Inversor
- Cableado
- Protecciones



Teniendo en cuenta que nuestro sistema no se desconecta de la red, el sistema con almacenamiento se trata como si fuera aislado.

La red nos proporcionará la energía cuando los paneles no estén funcionando y las baterías estén agotadas.

8.4.1 BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO

Las baterías nos proporcionarán la energía necesaria cuando las placas solares no reciban energía solar.

Como la red no se encuentra aislada, calcularemos la autonomía de las baterías según los días de autonomía que queremos para nuestra instalación.

Las baterías se ubicarán en el cuarto más cercano a los inversores.

8.4.2 REGULADOR DE CARGA

En sistema de carga de baterías mediante paneles solares fotovoltaicos, es necesario, para evitar el deterioro innecesario de la batería, colocar un regulador de carga entre éstos y los paneles fotovoltaicos.

La función de éste regulador, entre otra finalidad, es la de cargar de forma óptima, la batería, evitando para ello la sobrecarga de las mismas.

En una instalación a 12 Vcc, los paneles pueden alcanzar una tensión de hasta 20 voltios en vacío.

Durante el periodo de carga de las baterías, la tensión de los paneles se acopla a la tensión de la batería. De tal forma que comienzan a suministrar corriente de carga e igual que las baterías, ambos incrementan su tensión, conforme las baterías se van cargando.

Cuando la tensión de las baterías alcanzan aproximadamente 13,5-14 voltios, significa que están cargadas.

En éste punto y dado que el sistema solar puede seguir produciendo corriente, cabe la posibilidad que sobrecarguemos la batería, hasta tal punto que ésta sufra una pérdida de vida, debido a ésta sobrecarga.

En el momento de carga completa, actúa el regulador, desconectando automáticamente los paneles solares de la batería.

Cuando la batería se descarga, de nuevo el regulador permite el paso de corriente a la batería.

El regulador de carga irá colocado antes de los inversores en el Cuadro General de CC.

8.4.3. SOLUCIÓN OBTENIDA

Placas solares: **160 x Atersa A-250P**. Con filas de 20 x 8. (20 módulos en serie por cada fila en paralelo). Tendrán una orientación Sur (0°) y una inclinación de 60°.

Baterías: **32 x ATERSA ENERSOL 250**. Colocadas en filas de 2 x 16

Regulador de carga: **2 x ATERSA MPPT-50C**.

Inversores: **2 x SUNNY TRIPOWER STP 20000TL**. A cada inversor llegarán 4 strings (4x20 placas).

Cableado: Tramo Paneles-Inversor: **PV1-F 1x4** (dos para cada subsistema, total 16 uds).

Tramo Baterías-Regulador: **PV1-F 1x50** (la unión de las baterías también se hará con este cable).

Tramo Inversor-CPM: **RZ1-K 0,6/1kV 5G10 (As)**

Protecciones: Cuadro General de CC: **Portafusibles C10 PV Moeller, con fusibles de 16A.**

Descargador de sobretensiones ABB OVR PV 40.

Interruptor magneto-térmico ABB-S800PV-S-25A.

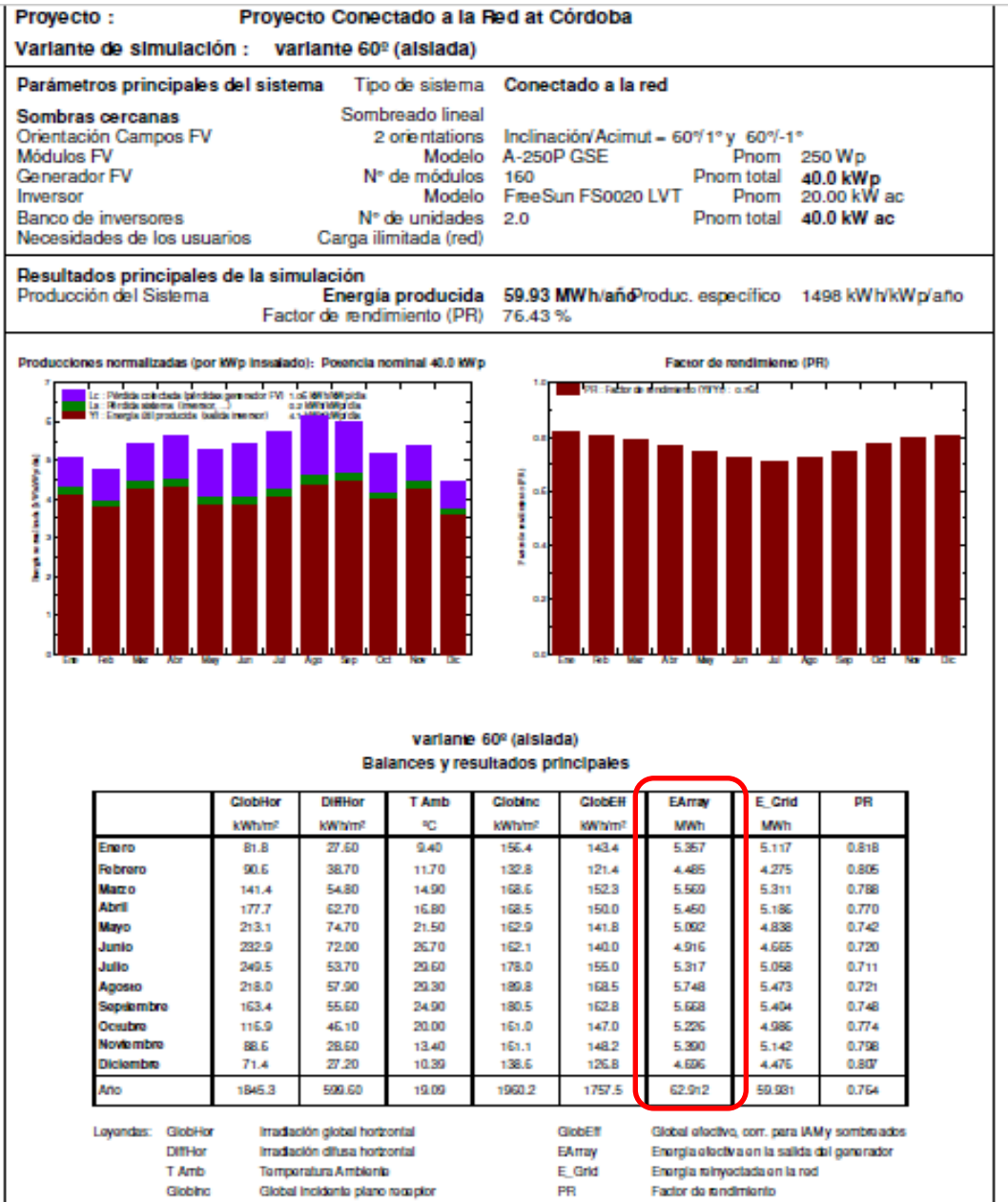
Cuadro General de CA: **Interrupor automático ABB S204-C63A.**

Dispositivo protector contra sobretensiones transitorias OVR T2 1 N 15 275P.

Interrupor diferencial ABB IN 40A con sensibilidad de 30 mA.

8.4.4. ENERGÍA GENERADA Y AHORRO

Como en la anterior solución, se muestran la simulación de los resultados por los dos métodos:



Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 37°54'33" North, 4°48'7" West, Elevation: 189 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 40.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.2% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 25.9%

Fixed system: inclination=60 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	137.00	4260	4.41	137
Feb	164.00	4600	5.34	149
Mar	174.00	5410	5.79	180
Apr	155.00	4660	5.21	156
May	150.00	4640	5.15	160
Jun	149.00	4460	5.25	158
Jul	157.00	4880	5.63	174
Aug	171.00	5290	6.07	188
Sep	171.00	5140	5.94	178
Oct	169.00	5230	5.70	177
Nov	152.00	4560	4.98	149
Dec	137.00	4260	4.42	137
Year	157.00	4780	5.32	162
Total for year		57400		1940

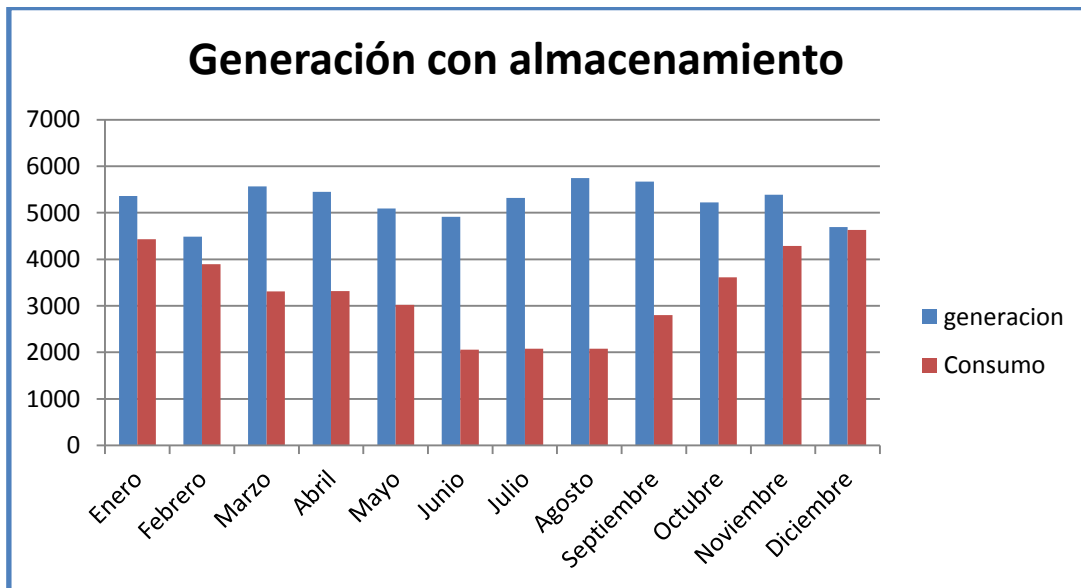
Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Comparando con la energía consumida:



Por lo que nuestra instalación nos cubrirá todo el consumo anual, teniendo en cuenta que en las horas nocturnas trabajan las baterías.

Como hemos adoptado para las baterías solo 1 día de autonomía, tendremos que tener en cuenta los días de lluvia seguidos o donde no sale el Sol.

Estableciendo un 10% del consumo anual como el consumo de los días que no trabajan ni las placas ni las baterías.

Tendremos un nuevo consumo eléctrico de la red, que será de 4000 kWh.

9. Estudio económico de las diferentes soluciones

Para el estudio económico de las diferentes soluciones, estableceremos el presupuesto para cada una de las mejoras, junto con su ahorro energético.

Una vez tengamos todas las soluciones descritas, estableceremos una comparativa entre ellas.

9.1- Iluminación

	Modelo	Precio/ud	Cantidad	Precio
Pista+grada	GentleSpace gen2	625	57	35625
Cuartos interiores	Pacific LED WT460C	295	22	6490
Pasillos	Master LEDbulb	8,99	6	53,94
TOTAL				42168,94€

Estableciendo un sobrecoste por instalación del 10%, el precio de la inversión será:

PRECIO: 46385,83€

Nos proporcionará un ahorro anual de 10544 kWh.

9.2- ACS

	Modelo	Precio/ud	Cantidad	Precio
Placas	Ferrolí Ecotop VF 2.3	670	20	13400
Interacumulador	Chromagen ASUV 013	4500	1	4500
Grupo hidráulico		7000	1	7000
Soportes placas		40	20	800
TOTAL				25700€

Estableciendo un sobrecoste por instalación del 10%, el precio de la inversión será:

PRECIO: 28270€

Nos proporcionará un ahorro anual de 24450kWh.

9.3- Instalación fotovoltaica

	Modelo	Precio/ud	Cantidad	Precio
Placas	Atersa A-250P	310	80	24800
Inversores	SUNNY TRIPOWER STP 20000TL	2952,9	1	2952,9
Cableado		100	1	100
Protecciones		1000	1	1000
Soportes placas		40	80	3200
			TOTAL	32052,9€

Estableciendo un sobre coste por instalación del 10%, el precio de la inversión será:

PRECIO: 35258,19€

9.4- Instalación fotovoltaica con almacenamiento de baterías

	Modelo	Precio/ud	Cantidad	Precio
Placas	Atersa A-250P	310	160	49600
Inversores	SUNNY TRIPOWER STP 20000TL	2952,9	2	5905,8
Cableado		100	1	100
Protecciones		1500	1	1500
Baterías	Atersa Enersol 250	320	32	10240
Regulador de carga	Atersa MPPT 50C	626,8	2	1253,6
Soportes placas		40	160	6400
			TOTAL	74999,4€

Estableciendo un sobre coste por instalación del 10%, el precio de la inversión será:

PRECIO: 82499,34€

9.5- Comparativa soluciones a 25 años

Para empezar estableceremos la soluciones de iluminación y de ACS de forma independiente y conjunta, comparando las soluciones entre ellas y con el estado actual. Hemos tenido en cuenta 25 años debido a que es la vida útil de estas instalaciones hasta su reposición. El precio de la electricidad lo sacamos teniendo en cuenta la potencia contratada y el consumo.

$$P. Electricidad/año = Potencia contratada * 38,04 + Consumo/año * 0,141033$$

La potencia contratada en el estado actual será de 50 kW, y a partir del cambio de luminarias será de 40 kW.

	CONSUMO ELÉCTRICO/AÑO	AHORRO CONSUMO/AÑO	PRECIO ELECTRICIDAD/AÑO	AHORRO/AÑO	INVERSIÓN
ACTUAL	74528,3 kWh		15019,87€		
Luminarias	63984,4 kWh	10543,9 kWh	12760,23€	2259,64€	46385,83€
ACS	50078,3 kWh	24450 kWh	10387,16€	4632,71€	28270€
Luminarias +ACS	39534,4 kWh	34993,9 kWh	8587,84€	6432,04€	74655,84€

Como podemos observar en la tabla, la amortización de la reforma lumínica rozará los 20 años (poco rentable), la de la instalación de ACS los 6 años, y la reforma conjunta una amortización de aproximadamente 12 años.

Por tanto, veremos que la solución más óptima, en caso de tener solo presupuesto para una, sería la de instalación de ACS por energía solar.

Para la instalación fotovoltaica, tendremos las dos soluciones por separado, estimando la instalación de luminarias y ACS dentro de la inversión.

	CONSUMO ELÉCTRICO/AÑO	AHORRO CONSUMO/AÑO	PRECIO ELECTRICIDAD /AÑO	AHORRO/AÑO	INVERSION
ACTUAL	39534,36 kWh		8587,84€		
Fotovoltaica	18973,36 kWh	20561 kWh	5079,10€	3508,73€	35258,19€
FV + Baterías	4000 kWh	35534,36 kWh	2523,90€	6063,94€	123459,34€

la inversión de la FV+baterías se le suma el coste de comprar 4 veces las baterías ya que tienen de vida útil 5 años

Como vemos en la tabla, es mucho más rentable la instalación fotovoltaica simple conectada a red.

Por tanto, nuestra solución final con las reformas priorizadas:

	CONSUMO ELÉCTRICO /AÑO	AHORRO CONSUMO/ AÑO	PRECIO ELECTRICIDAD/AÑO O	AHORRO/AÑO	INVERSION
ACTUAL	74528,3 kWh		15019,87€		
ACS		24450 kWh			28270€
Luminarias		10543,9 kWh			46385,83€
Fotovoltaica conectada a red		20561 kWh			35258,19€
Solución final	18973,4 kWh	55554,9 kWh	5079,10€	9940,77€	38073,2€
				INVERSIÓN TOTAL	112729,03€

Habremos cumplido el objetivo de hacer una mejora energética rentable a su vez que se contribuye al Desarrollo Sostenible introduciendo Energías Renovables en la generación de energía.

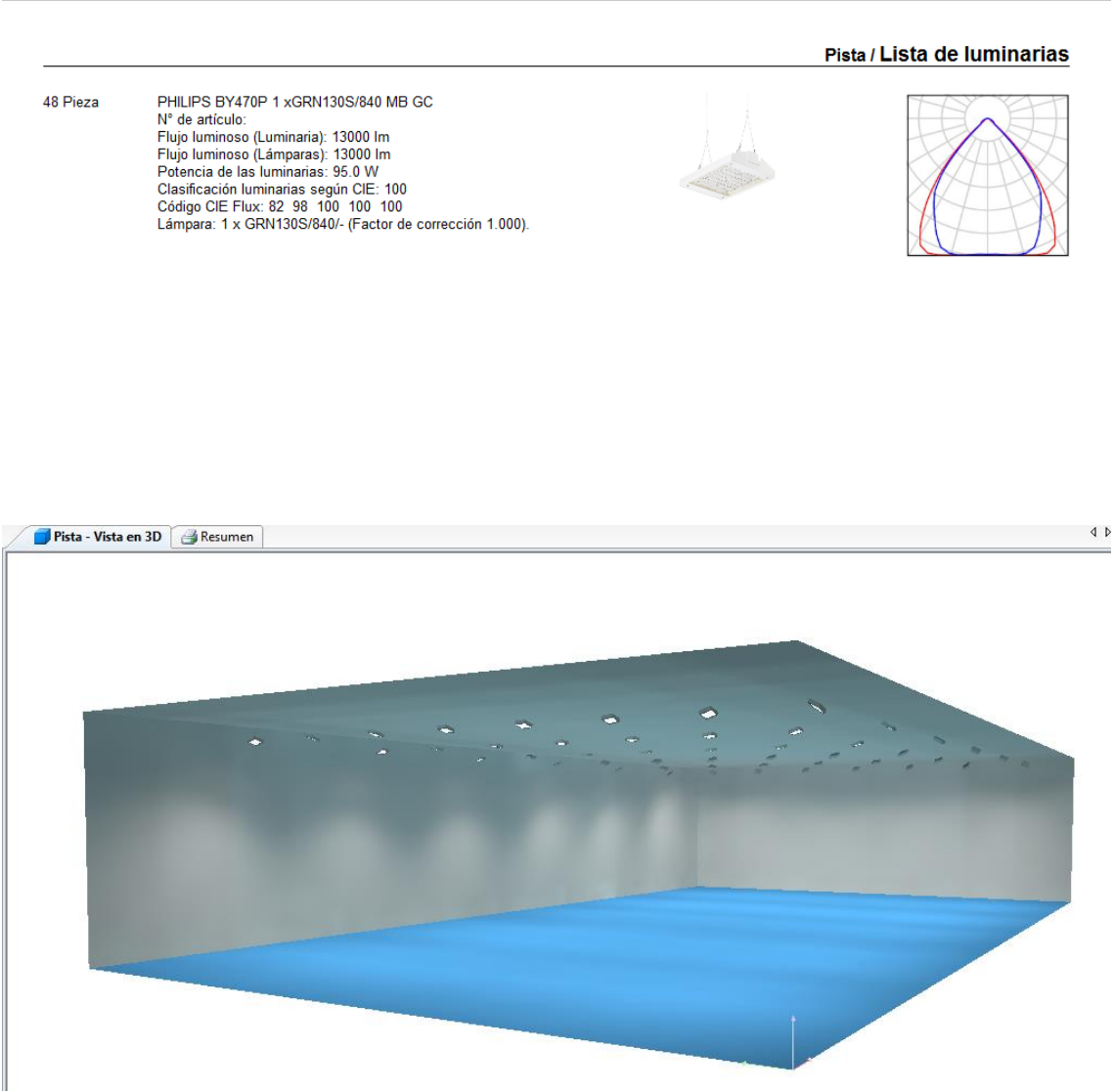
ANEXOS DE
CALCULOS
JUSTIFICATIVOS

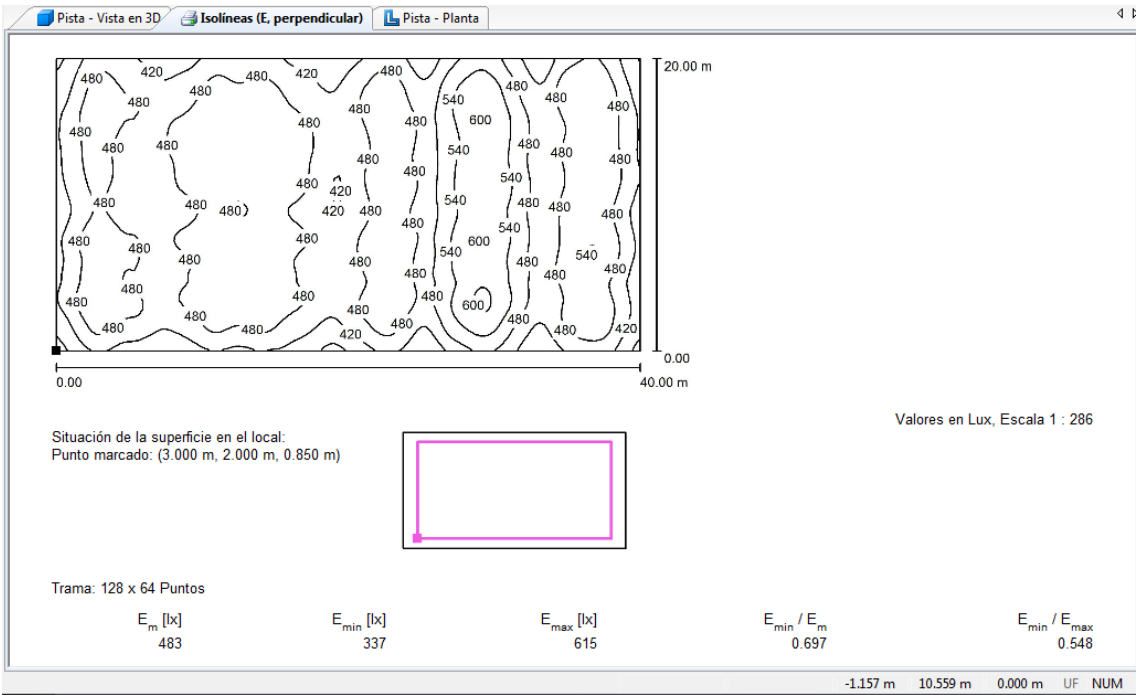
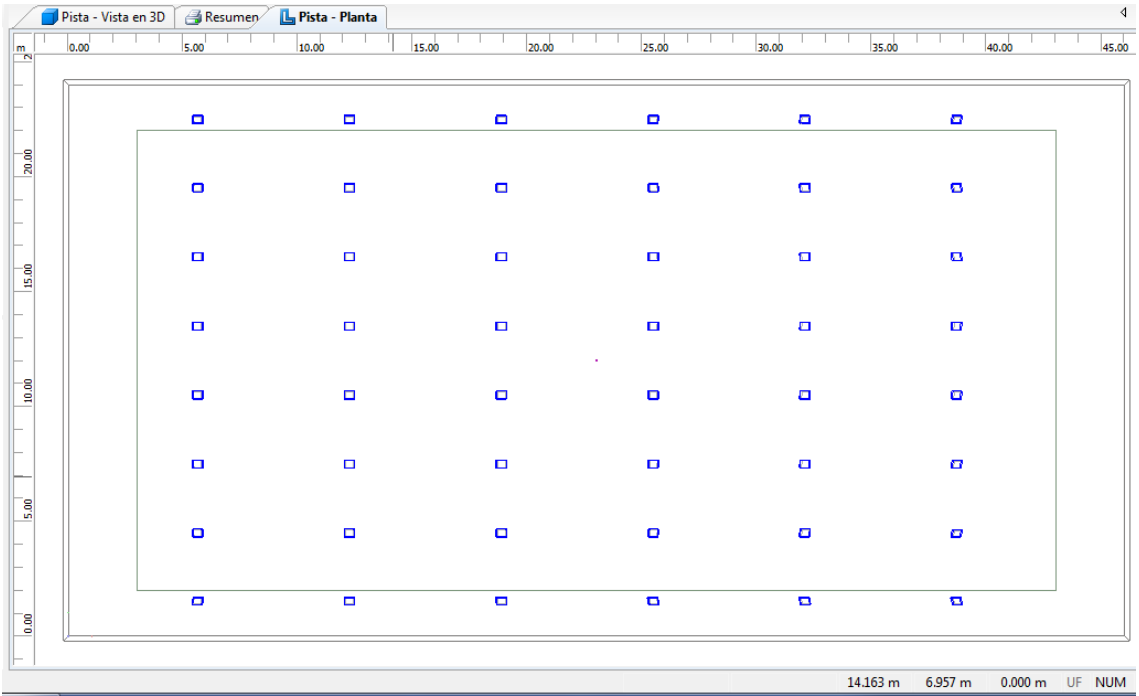
Índice de contenido

1.	Iluminación.....	3
1.1	Terreno de juego.....	3
1.2	Grada lateral.....	5
1.3	Grada fondo	7
1.4	Catálogos.....	9
1.5	Justificación nuevo estudio energético.....	15
2.	ACS	16
2.1	Cálculo demanda.....	16
2.2	Cálculo demanda energética estado actual	17
2.3	Justificación ACS mediante Energía Solar	18
3.	Instalación Fotovoltaica	26
3.1	Justificación inclinación de paneles a utilizar.....	26
3.2	Paneles fotovoltaicos y estructura	27
3.3	Inversor	29
3.4	Conexiones entre módulos	31
3.5	Cableado de la instalación.....	31
3.6	Protecciones.....	34
3.7	Informe simulación PVSYST.....	37
4.	Instalación Fotovoltaica con baterías.....	41
4.1	Paneles a utilizar	41
4.2	Cálculo de las baterías.....	41
4.3	Regulador de carga.....	42
4.4	Informe simulación PVSYST.....	44

1. Iluminación

1.1 Terreno de juego





1.2 Grada lateral


Pista - Vista en 3D

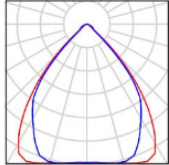
Lista de luminarias

grada lateral / Lista de luminarias

6 Pieza

PHILIPS BY470P 1 xGRN130S/840 MB GC
Nº de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 13000 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 13000 lm
Potencia de las luminarias: 95.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 82 98 100 100 100
Lámpara: 1 x GRN130S/840/- (Factor de corrección 1.000).

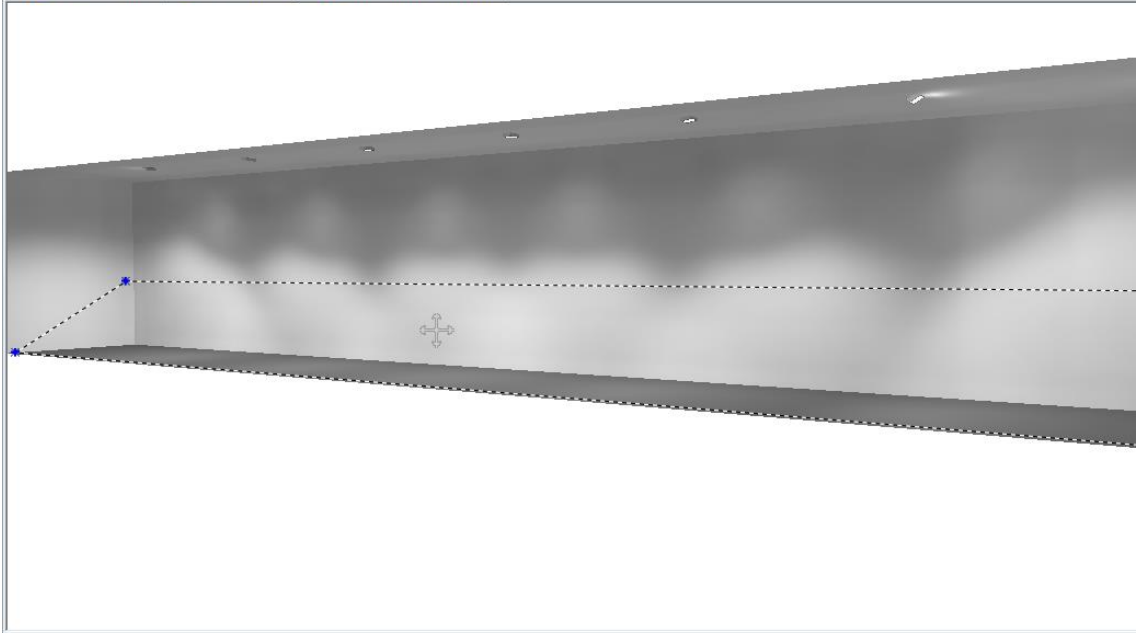




Pista - Vista en 3D

Lista de luminarias

grada lateral - Vista en 3D



57.85 lx

9.21 cd/m²

117.750 m

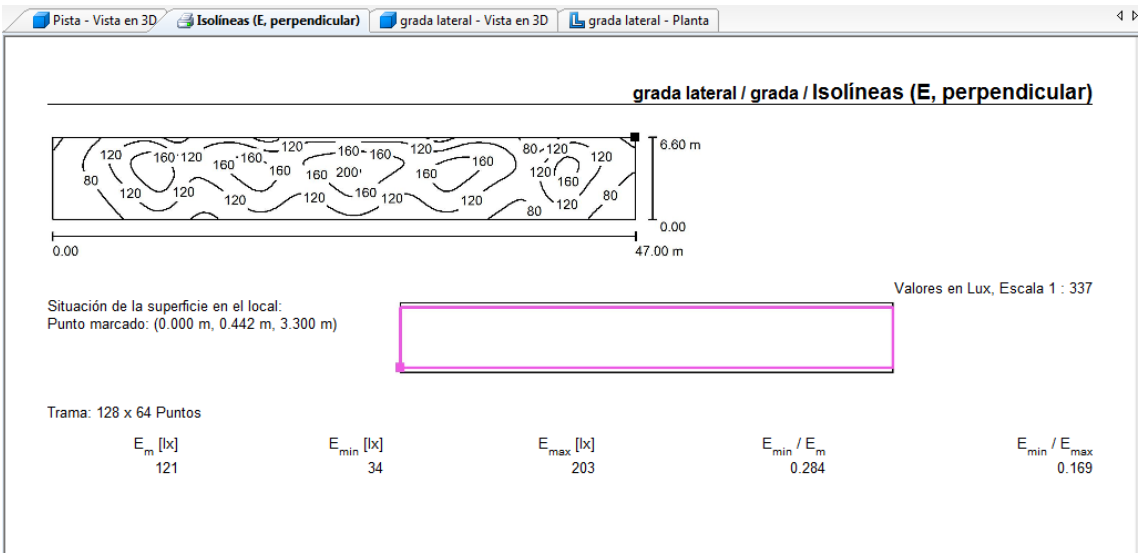
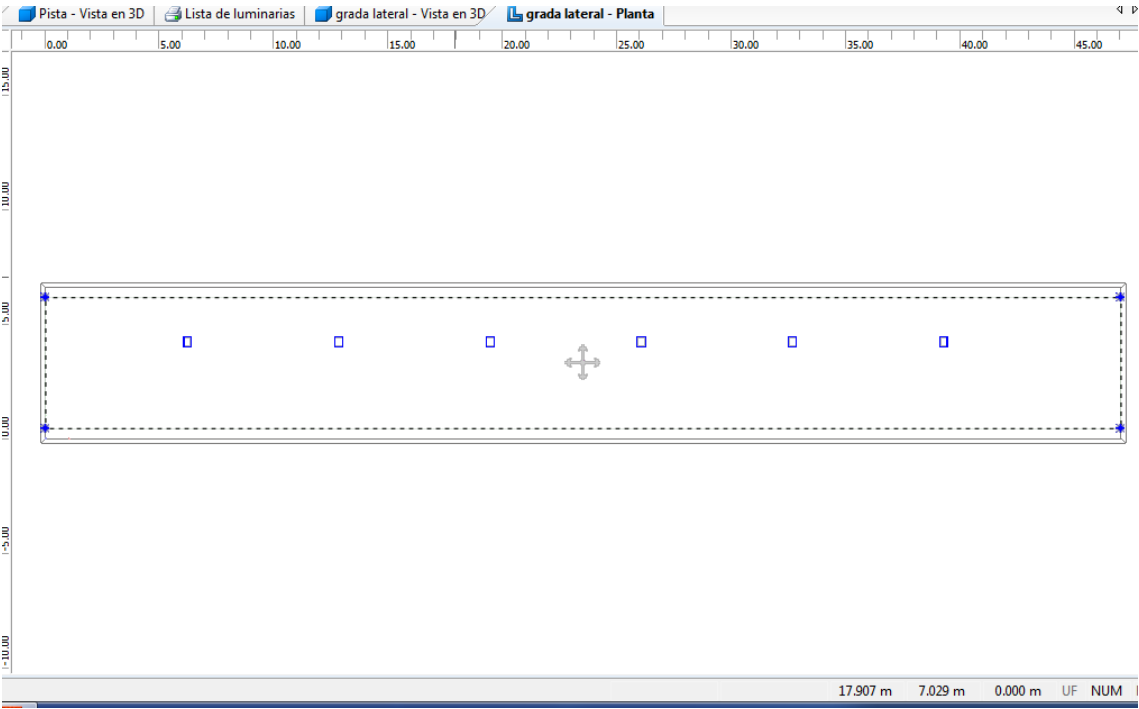
-108.660 m

-0.000 m

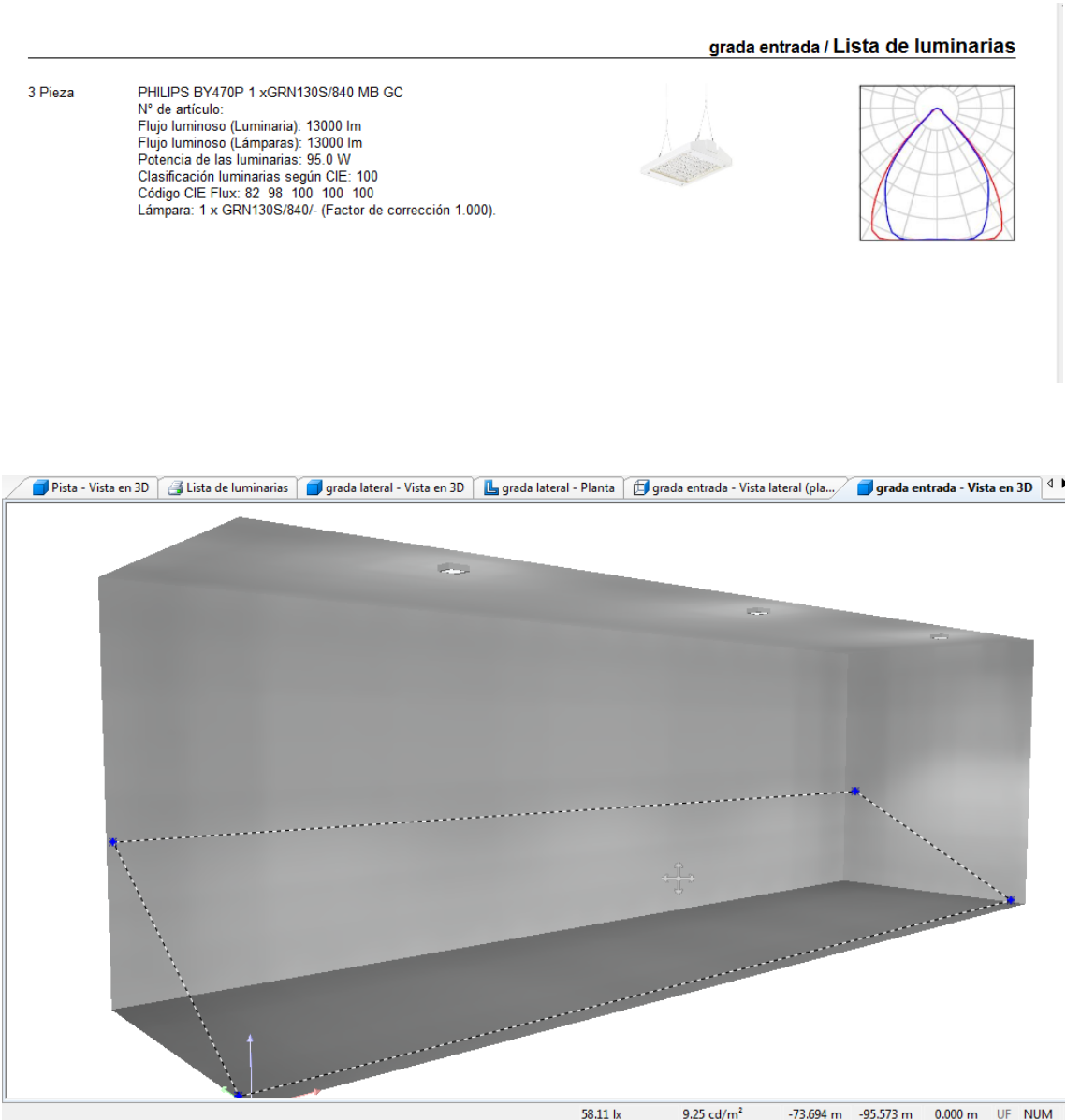
UF

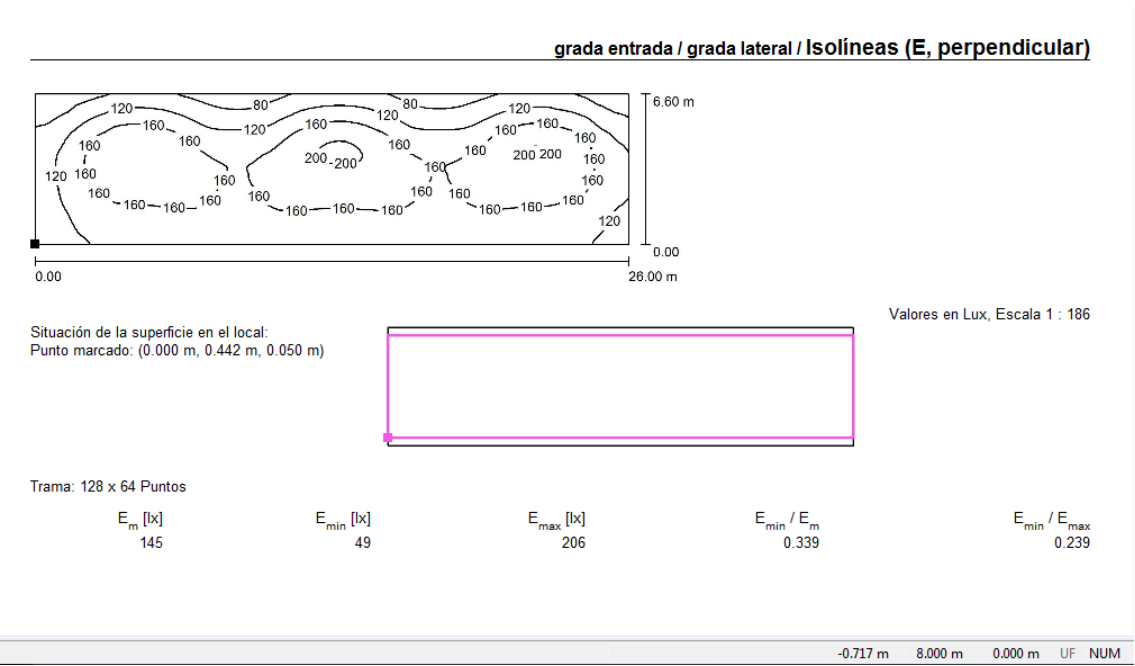
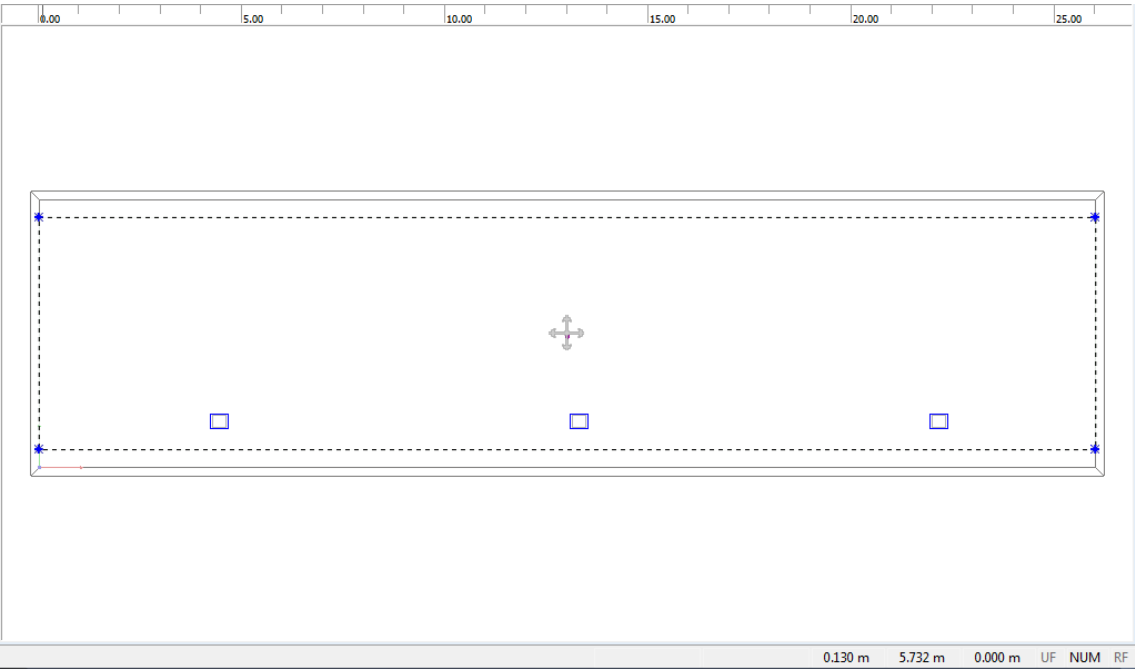
NUM

Rf



1.3 Grada fondo





El resto de selección de luminarias para habitaciones interiores queda sin justificar en este TFM

1.4 Catálogos



GentleSpace gen2: un nuevo estándar en la iluminación de gran altura.

GentleSpace gen2

Con la introducción de la luminaria LED GentleSpace en 2011, Philips dio un paso de gigante en la iluminación de espacios de gran altura, al ofrecer una enorme reducción del consumo de energía, una larga vida útil y un diseño innovador. Ahora, con GentleSpace gen2, Philips sigue mejorando aún más: un coste total de propiedad mejorado, incluso en condiciones extremas con la versión GS-2 Xtreme, que puede usarse hasta a +60 °C o 100.000 horas de vida útil (L80), ambos puntos garantizados por una protección integrada frente a sobrecalentamientos. Además, hay disponible una amplia variedad de opciones (diversidad de ópticas, colores RAL disponibles, opciones de montaje, materiales de cierre y versiones para zonas explosivas 2/22) a fin de garantizar una solución ideal para su aplicación. Asimismo, GentleSpace gen2 se puede equipar para su uso en un sistema de emergencia centralizado (PSED)

Beneficios

- Máximo ahorro mensual de los costes de energía y mantenimiento
- Corto retorno de inversión
- Gran variedad de usos, incluso en condiciones extremas
- Cumplimiento de todas las normas correspondientes

GentleSpace gen2

Características

- Eficiencia hasta 143 lm/W
- Regulación Dali. (los modelos 260S y 320S requieren 2 direcciones DALI).
- Vida 70.000 horas (L70). Versiones Extreme hasta 100.000 horas (L80)
- T ambiente hasta 45 °C. Versiones XT hasta 60°C.
- Diseño exclusivo
- Cumple la norma EN-12464-1
- IRC ≥ 80
- Nuevas instalaciones o en sustituciones punto por punto de HPI 260 W, HPL 400 W o HPI 400 W, con reducción del consumo de energía del 45% como mínimo

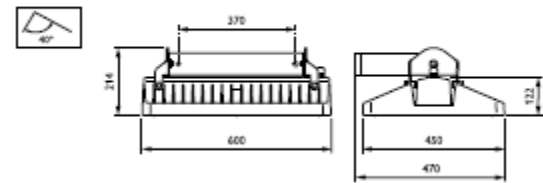
Aplicaciones

- Naves industriales y almacenes
- Pabellones feriales
- Salas de exposiciones y tiendas

Especificaciones

Tipo	BY470P (versión de 13.000 lm)	Regulación	Regulables (PSD)
	BY471P (versiones de 17.000 y 25.000 lm)	Entrada del sistema de control	DALI (BY470P: 1 dirección DALI, BY471P: 2 direcciones DALI)
Lámpara	Philips Fortimo LED Line 1R	Material	Carcasa: fundición de aluminio
Potencia	BY470P: 95 W		Óptica: PMMA
	BY471P: 128 y 180 W		Cubierta: cristal transparente endurecido térmicamente
Flujo luminoso	BY470P: 13.000 lm	Color	Grte plata (SI), blanco (WH)
	BY471P: 17.000 y 25.000 lm		Otros colores RAL disponibles bajo pedido
Temperatura de color correlacionada	4000 K , 8500 K (códigos especiales)	Óptica	Haz estrecho (NB)
Índice de composición del color	> 80		Haz medio (MB)
Vida útil media L70B50	70.000 horas		Haz ancho (WB)
Vida útil media L80B50	50.000 horas		Estanterías (HRC)
Vida útil media L90B50	25.000 horas	Cierre óptico	Cierre de cristal (templado, transparente); cierre PC o PMMA opcional
Promedio de temperatura ambiente	+25 °C	Instalación	Instalación sin desmontar las lámparas y el cierre/óptica
Intervalo de temperaturas de servicio	-30 a +45 °C		Sujeción en Y suspendida
Controlador	Incorporado (módulo LED con balasto propio)		Lina (opcional)
Tensión de red	230 o 240 V / 50-60 Hz		Conector eléctrico IP65 externo
		Accesorios	Lina (BY470Z, BY471Z)
		Comentarios	Conector IP65 externo, sujeción en Y incluida

Plano de dimensiones





Pacific LED: ahorro de energía considerable y control de haz excelente

Pacific LED WT460C

Si quiere ahorrar energía y, a la vez, apostar por una imagen "ecológica", la iluminación LED es lo que necesita. Con un renovado diseño, un sistema óptico de alta eficiencia y módulos con los últimos LED de flujo medio, la luminaria estanca Pacific LED ofrece luz blanca y brillante de alta calidad con un control de haz excelente para minimizar el deslumbramiento, algo importante en aplicaciones como aparcamientos. Además, la instalación es rápida y sencilla gracias a la conexión integrada en la tapa final. Y el módulo de luz puede mantenerse por separado, lo que permite actualizar a la tecnología LED en el futuro sin tener que cambiar toda la luminaria.

Beneficios

- Luz sumamente confortable gracias al nuevo sistema óptico
- 40% de ahorro energético en comparación con las soluciones fluorescentes con balasto electrónico
- Solución preparada para el futuro

Características

- Nuevos módulos con LED de flujo medio: alta luminosidad y eficiencia mejorada
- Bajo coste de mantenimiento gracias a la larga duración de los LED
- La fuente de luz se puede mantener y actualizar
- Excelente control del deslumbramiento

Aplicaciones

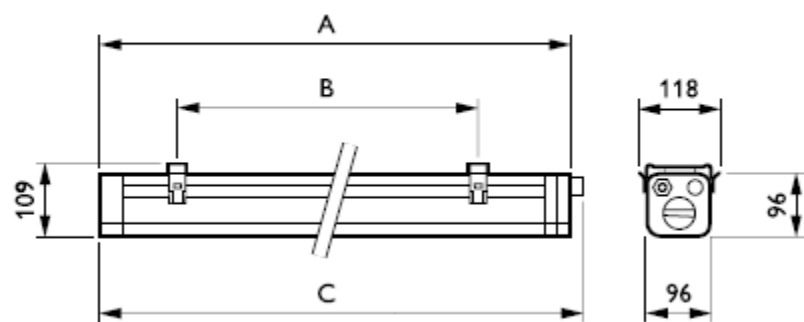
- Aparcamientos
- Cámaras frías
- Entornos industriales

Pacific LED WT460C

Especificaciones

Tipo	WT460C WT461C (versión quimicorresistente)	Equipo	Incorporado
Fuente de luz	Philips Fortimo LEDline 3R	Alimentación	230 o 240 V / 50-60 Hz
Consumo	22 a 52 W (según versión)	Regulación	No regulable: PSU Regulable: PSD (DALI)
Ángulo del haz	2 x 62° (VWB) 2 x 23° (NB) 2 x 57° (WB) Haz difuso (Opal)	Opciones	Alumbrado de emergencia (integrado): 3 horas (EL3) Regulación Resistente a productos químicos Cableado pasante (TW1 ó TW3)
Flujo lumínico	2300 a 6400 lm (según versión)	Materiales	Carcasa: policarbonato (WT461C: con recubrimiento especial pa conseguir quimicorresistencia) Clips de techo: acero inoxidable
Temperatura de color	4000 K	Color	Gris, RAL 7035
Índice de reproducción cromática	80	Conexión	Conectores macho/hembra
Vida L70B50	70.000 horas	Instalación	Individual; acoplamiento de la luminaria con anclaje (se facilita a la luminaria)
Vida L80B50	50.000 horas		
Índice de fallos del controlador	1% en 5000 horas		
Promedio de temperatura ambiente	+25 °C		
Intervalo de temperaturas de funcionamiento	-20 to +45 °C (PSD) -20 to +45 °C (PSD, con lente opal) -30 to +45 °C (PSU) -30 to +45 °C (PSU, con lente opal) 0 to 35 °C (con emergencia)		

Plano de dimensiones





Descripción del producto

MASTER LEDEstándar

Las lámparas MASTER LEDBulb proporcionan un efecto de luz para un ambiente acogedor y cálido. Su diseño exclusivo emite una luz cálida en todas las direcciones, convirtiéndolas en una alternativa real a las lámparas incandescentes. Son ideales para las aplicaciones de iluminación general en el sector de la hostelería, concretamente para áreas públicas como vestíbulos, pasillos o huecos de escalera, donde la luz siempre está encendida. Las lámparas MASTER LEDBulb son compatibles con las luminarias existentes gracias a su casquillo E27 y están diseñadas para la sustitución directa de las bombillas incandescentes y . Asimismo, suponen un gran ahorro energético y minimizan el coste de mantenimiento sin que afecte a la calidad de la luz. Se pueden utilizar con la mayoría de los reguladores de última generación, aportando aún más eficacia que ayudará a los hosteleros a recuperar su inversión en tan sólo un año.

Beneficios

- Efecto brillo: luz cálida en todo el entorno gracias a la amplitud de su cubierta
- Más de un 80% de ahorro energético

Características

- Menor consumo
- Menor coste de mantenimiento: Vida útil 25 veces superior a la de una lámpara incandescente
- Regulable desde 100% a 10%
- Intercambiable y compatible con las luminarias existentes gracias al casquillo E27 que facilita su instalación
- Sin mercurio ni otras sustancias peligrosas

Aplicaciones

- Hoteles, restaurantes, bares, cafeterías
- Vestíbulos, pasillos, huecos de escalera

MASTER LEDEstándar

Aprobación y aplicación	
Etiqueta de eficiencia energética (EEL)	A+
Operativos y eléctricos	
Voltaje (nom.)	220-240
Hora de inicio (nom.)	0.5
Información general	
Vida útil nominal (nom.)	25000
Ciclo de conmutación	50000X
Datos técnicos de la luz	
Índice de reproducción cromática -IRC (nom.)	80
Llmf al fin de vida útil nominal (nom.)	70

1.5 Justificación nuevo estudio energético

Receptores	Potencia/ud	Cantidad	Potencia(kW)	Horas utilizacion/día fuerte	Consumo/día fuerte (kWh)	Horas utilizacion/día débil	Consumo/día débil (kWh)
Luminarias entrenamiento		30		6	17,1	4	11,4
Luminarias pista	95	57	5,415	6	32,49	0	0
Luminarias pasillos	18	6	0,108	5	0,54	1	0,108
Luminarias cuartos	66	22	1,452	5	7,26	1	1,452
Marcador electrónico	500	1	0,5	2	1	0	0
Motores canastas (trifásico)	3680	2	9,2	2,78E-04	0,00255556	0	0
Maquina frigorifica bar	1000	2	2	24	48	24	48
Calefactor agua caliente (500l)	14000	1	14	0	0	0	0
Enchufes usos varios (16A)	3450	31	5,3475	1	5,3475	0,1	0,53475
Enchufes máquinas potentes (maximo)	7360	1	7,36	0,5	3,68	0	0
Ordenador	300	1	0,3	5	1,5	0	0
Ventilación (extractores)		10	0,5	6	3	1	0,5
		Total	46,1825	Total	119,920056	Total	61,99475

*Luminarias pista utilizaremos Modo 1: entrenamiento (300 lux) o Modo 2: Partido (500lux)

*Agua caliente va por circuito independiente

*En los pasillos se añadirían 3 luminarias iguales que para los cuartos

*Para los enchufes usos varios tomaremos potencia prevista por toma según ITC-BT-25 con factores

Para entrenamiento	Para partido
Luces pista+grada	30
	57

Días/mes	Fuertes	Débiles	Consumo/mes
Enero	23	8	3254,11928
Febrero	20	8	2894,35911
Marzo	18	13	2964,49275
Abril	15	15	2728,72208
Mayo	10	21	2501,09031
Junio	0	30	1859,8425
Julio	0	31	1921,83725
Agosto	0	31	1921,83725
Septiembre	10	20	2439,09556
Octubre	16	15	2848,64214
Noviembre	22	8	3134,19922
Diciembre	23	8	3254,11928
TOTAL			31722,3567

Añadiendo el consumo de ACS = 32262 kWh

CONSUMO PARA NUEVA	%	
Consumo iluminación	11705,91	18,294956
Consumo calefactor	32262	50,421699
Consumo Bar	17520	27,381693
Consumo Usos Varios	2496,4467	3,9016516
TOTAL	63984,357	kWh

2. ACS

2.1 Cálculo demanda

Tabla 4.1. Demanda de referencia a 60 °C⁽¹⁾

Criterio de demanda	Litros/día·unidad	unidad
Vivienda	28	Por persona
Hospitales y clínicas	55	Por persona
Ambulatorio y centro de salud	41	Por persona
Hotel *****	69	Por persona
Hotel ****	55	Por persona
Hotel ***	41	Por persona
Hotel/hostal **	34	Por persona
Camping	21	Por persona
Hostal/pensión *	28	Por persona
Residencia	41	Por persona
Centro penitenciario	28	Por persona
Albergue	24	Por persona
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona
Escuela sin ducha	4	Por persona
Escuela con ducha	21	Por persona
Cuarteles	28	Por persona
Fábricas y talleres	21	Por persona
Oficinas	2	Por persona
Gimnasios	21	Por persona
Restaurantes	8	Por persona
Cafeterías	1	Por persona




Estableciendo un consumo para 100 usuarios/día en Gimnasio, añadiendo el consumo de ACS en lavabos:

$$Q = 100 * 21 + 400 = 2500 \text{ l/día}$$

2.2 Cálculo demanda energética estado actual

Teniendo en cuenta las características de los termos eléctricos actuales en la instalación:

- Termo de 500l Junkers

	Gama HS	
Modelo	HS 300	HS 500
	  Ficha del producto	 Ficha del producto
Capacidad útil (l.)	300	500
Dimensiones (Alto x Ancho x Fondo; en mm.)	1820 x 580	1820 x 714
Potencia eléctrica (W)	3	6
Tiempo calentamiento ?T=25°C (l/min)	5h 48 min.	5 h.*
Termostato regulable desde el exterior	NO	NO
Temperatura de acumulación °C	70	80
Presión de encendido (bar)	6,0	6,0

*ΔT= 45°C

- Termo de 100l Junkers

	Gama Elacell								
Modelo	Elacell 15L	Elacell 30L	Elacell 50L	Elacell 80L	Elacell 100L	Elacell 120L	Elacell Slim 30 L	Elacell Slim 50 L	Elacell Slim 80 L
Capacidad útil (l.)	15	30	50	80	100	120	30	50	80
Dimensiones (Alto x Ancho x diámetro Ø)	408x368x312	457x440	622x440	869x440	1031x440	1194x440	607x390	860x390	1236x390
Peso acumulador vacío (kg)	8,3	11,5	12,5	20	24	28	11,5	17	25
Peso acumulador lleno (kg)	23,3	41,5	42,5	100	124	148	41,5	67	105
Potencia eléctrica (W)	1,2	1,2	1,5	2	2	2	1,5	1,5	2
Tiempo calentamiento ?T=50°C (l/min)	44	1h 27m	1h 10m	2h 20m	2h 55m	3h 30m	1h 10m	1h 56m	2h 20m
Rango de Temperatura	10°C-70°C	10°C-65°C							

Tendremos la estimación del cálculo energético para los dos tipos de días que se nos presentan:

			DIA FUERTE		DIA DEBIL	
	POTENCIA	HORAS POR RELLENO	VECES RELLENO	CONSUMO	VECES RELLENO	CONSUMO
TERMO 500L	12	5	2	120	1	60
TERMO 100L	2	3	1	6	0	0
TOTAL				126 kWh		60 kWh

2.3 Justificación ACS mediante Energía Solar

Según la herramienta CHEQ4, explicaremos paso por paso los resultados obtenidos:

1. Localización de la instalación a estudiar

CHEQ4 ACS_2.vas

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

RSIT

Provincia: Municipio: Zona climática: Latitud:

Localización

Mapa provincia

Altura municipio seleccionado (m):

Altura de la instalación (m):

	Rad(MJ/m2)	T.Red (°C)	T.Amb (°C)
Enero	9,4	10,0	9,5
Febrero	12,7	11,0	10,9
Marzo	17,7	12,0	13,1
Abril	21,3	14,0	15,2
Mayo	24,3	16,0	19,2
Junio	28,3	19,0	23,1
Julio	29,2	21,0	26,9
Agosto	25,9	21,0	26,7
Septiembre	20,5	19,0	23,7
Octubre	14,0	16,0	18,4
Noviembre	10,0	12,0	12,9
Diciembre	8,0	10,0	9,7
Promedio	18,4	15,1	17,4

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

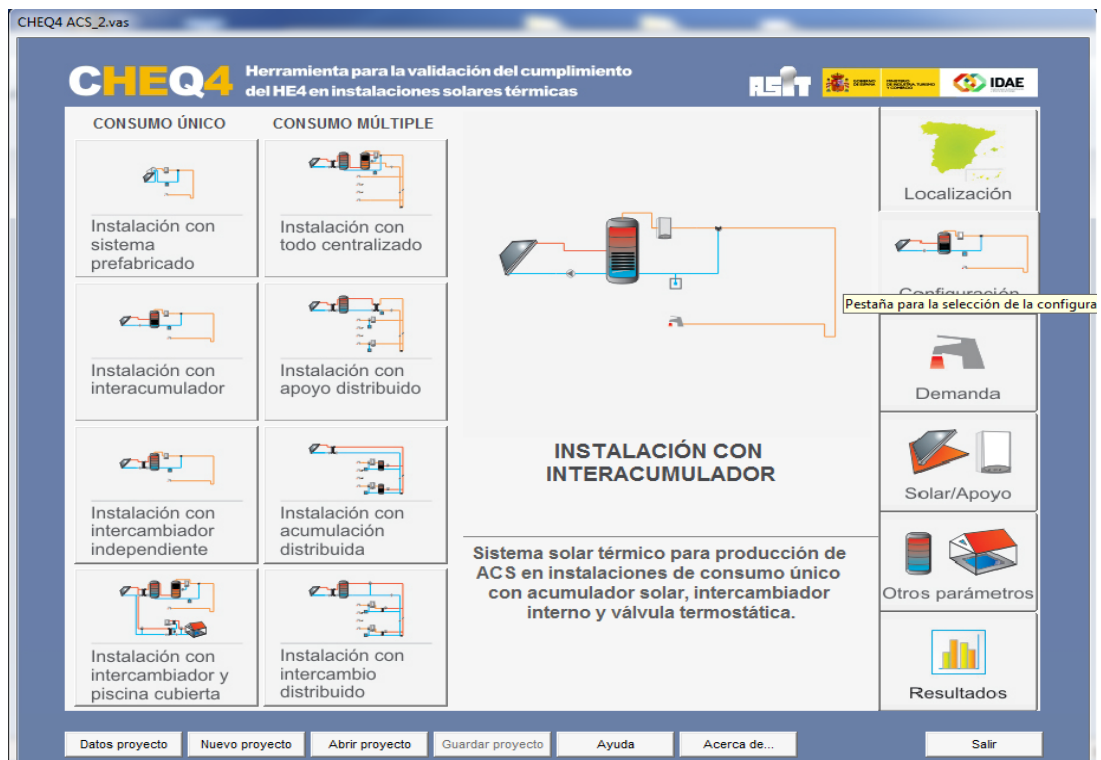
Resultados

Datos proyecto Nuevo proyecto Abrir proyecto Guardar proyecto Ayuda Acerca de... Salir

Según la localización de la instalación, en nuestro caso Córdoba, nos da la altura a la que se encuentra, la temperatura ambiente media, la temperatura del agua que viene de la red de distribución, y el nivel de radiación solar.

Todos estos parámetros están implicados en el estudio energético y son variables de la localización.

2. Configuración de la instalación



Como ya hemos explicado antes, hemos decidido colocar la instalación con un interacumulador ya que es de consumo único.

Esta instalación dispondrá de un circuito primario de bombeo de agua, y otro de distribución a los receptores.

3. Demanda de ACS

CHEQ4 ACS_2.vas

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

Aplicación: Vestuarios/duchas colectivas

Número de personas: 100

Demanda calculada (l/día a 60 °C): 2.100

CONSUMO MÚLTIPLE

	Viviendas	Dormitorios	Personas	Litros/día
Tipo A	0	0		
Tipo B	0	0		
Tipo C	0	0		
Tipo D	0	0		

Demanda calculada (l/día a 60 °C):

CONSUMO TOTAL

Otras demandas (l/día a 60°C): 400

Demanda total (l/día a 60°C): 2.500

CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA EXIGIDA

Caso general FS 60%

Caso piscina FS 70%

OCUPACIÓN ESTACIONAL (%)

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
90	80	82	75	67	50
Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
50	50	66	78	87	90

Datos proyecto | Nuevo proyecto | Abrir proyecto | Guardar proyecto | Ayuda | Acerca de... | Salir

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

Como hemos descrito en la definición de la instalación, hemos estimado un consumo de 2500l/día, lo que equivaldría 100 usuarios/día. Por el consumo eléctrico sacamos el porcentaje ocupacional.

4. Sistema solar y apoyo

CHEQ4 ACS_2.vas

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

Logos: RSIT, IDAE

CAPTADORES

Empresa:

Marca/Modelo:

AVISO:
Verificar la existencia y vigencia de la certificación del captador seleccionado.

Datos de ensayo

Área (m2)	2,21
n0 (-)	0,75
a1 (W/m2K)	3,706
a2 (W/m2K2)	0,009
Qtest(l/hm2)	126
k50	0,89
Laboratorio	TÜVRheinland
Certificación	NPS-3711

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

CAMPO DE CAPTADORES

Núm. captadores: Captadores en serie: Pérdidas sombras (%):

Orientación (°): Inclinación (°): Área total captadores (m2): 44,20

CIRCUITO PRIMARIO / SECUNDARIO

Caudal prim.(l/h): Anticongelante (%): Long. circuito (m):

Diám. tubería (mm): Esp. aislante (mm): Aislante:

SISTEMA DE APOYO

Tipo de sistema:

Tipo de combustible:

Datos proyecto | Nuevo proyecto | Abrir proyecto | Guardar proyecto | Ayuda | Acerca de... | Salir

Hemos elegido los captadores solares FERROLI ECOTOP VF 2.3 cuyos datos técnicos vienen en la imagen. El número de captadores a utilizar para que nos dé buen resultado será de 20 uds., todos colocados en paralelo y con una inclinación de 45°. Todos los captadores estarán orientados al Sur (0°).

Nos dará automáticamente un caudal del circuito primario, que irá de los captadores al interacumulador. Dicho circuito tendrá una longitud de 17 metros con un diámetro de tubería de 38mm y con un aislante de espuma de poliuretano.

El sistema de apoyo que hemos escogido será de termo eléctrico, que nos aportará el ACS cuando la instalación solar no pueda satisfacer la demanda.

[illegible]

5. Otros parámetros

Tendremos que escoger el volumen del interacumulador.

Éste vendrá regulado por la fórmula:

$$\frac{V}{A} = 65 \sim 70$$

Donde A es el área total de captadores.

Para satisfacer la fórmula hemos escogido un volumen de interacumulador de 3000l. Y el Vol/Área será 67,87.

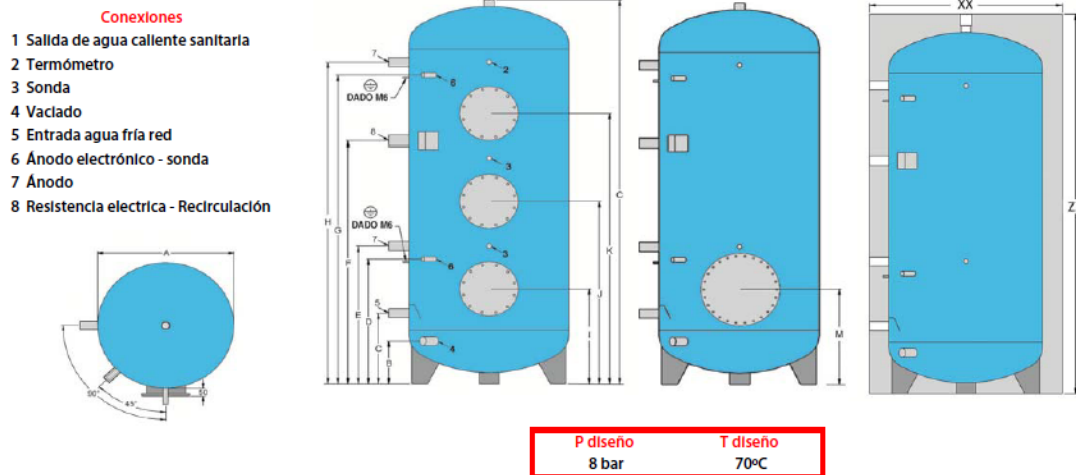
Además se ha diseñado la instalación de distribución, que unirá el interacumulador con los receptores de consumo de ACS. Hemos identificado tres tramos de distribución:

- Tramo 1: Interacumulador – Vestuario 1: L=30m
- Tramo 2: Interacumulador – Vestuario 2: L=10m
- Tramo 3: Interacumulador – Vestuario 3: L=5m



Acumuladores

Depósito acumulador construido en acero al carbono con revestimiento interno de resina epoxídica adecuado para instalaciones de A.C.S., según normativa DIN 4753-3. Se suministra con sistema de protección electrónica, tapa de inspección y aislamiento estándar de poliuretano flexible de 100mm. Terminación exterior con funda de skay.



Dimensiones (mm)

Modelo	Volumen (l)	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
ASUV010	1.500	1.000	180	395	710	780	1.295	1.680	1.750	530	1.000	1.525	2.105	570
ASUV011	2.000	1.100	180	410	750	820	1.345	1.920	1.990	555	1.085	1.670	2.425	570
ASUV012	2.500	1.250	190	425	770	840	1.290	1.690	1.760	580	1.065	1.525	2.200	595
ASUV013	3.000	1.250	190	475	795	865	1.455	2.195	2.265	580	1.165	1.860	2.700	595
ASUV014	4.000	1.500	260	470	855	925	1.470	2.070	2.140	650	1.195	1.805	2.600	660
ASUV015	5.000	1.600	250	460	855	925	1.480	2.160	2.230	645	1.200	1.900	2.690	650

Conexiones

Modelo	Volumen (l)	Peso (Kg)	xx (mm)	zz (mm)	Altura diagonal (mm)	1	2	3	4	5	6	7	8
ASUV010	1.500	285	1.200	2.155	2200	1" 1/4	1/2"	1/2"	1" 1/4	1" 1/2	1/2"	1" 1/4	1" 1/2
ASUV011	2.000	350	1.300	2.470	2.520	2"	1/2"	1/2"	1" 1/4	2"	1/2"	1" 1/4	1" 1/2
ASUV012	2.500	435	1.450	2.230	2.380	2"	1/2"	1/2"	1" 1/4	2"	1/2"	1" 1/4	1" 1/2
ASUV013	3.000	535	1.450	2.730	2.810	2"	1/2"	1/2"	1" 1/4	2"	1/2"	1" 1/4	1" 1/2
ASUV014	4.000	555	1.700	2.650	2.800	3"	1/2"	1/2"	1" 1/4	3"	1/2"	1" 1/4	1" 1/2
ASUV015	5.000	670	1.800	2.760	2.950	3"	1/2"	1/2"	1" 1/4	3"	1/2"	1" 1/4	1" 1/2



CHROMAGEN ESPAÑA S.L.U. Calle Foro, 6 - Polígono Industrial La Isla, 41703 Dos Hermanas (Sevilla) | España
 Delegaciones comerciales: Centro: 661.430.029 | Levante: 648.007.662 | Norte: 687.874.506 | Sur: 670.506.297
 C.I.F.: B-61668075 | Teléfono: 954.184.541 | Fax: 955. 600.457 | E-Mail: chromagen@chromagen.es | www.chromagen.es

3. Instalación Fotovoltaica

3.1 Justificación inclinación de paneles a utilizar

Para cada mes existen valores diferentes de consumos y de radiación.

Debemos saber cuál es el mes más desfavorable para poder conocer la magnitud de la instalación que será capaz de abastecer dicho mes. Ésto viene dado por el CMD.

El coeficiente de cada mes se obtiene siguiendo la fórmula:

$$CMD = \frac{Ah/mes}{Rad}$$

Y los Ah/mes vendrán por la fórmula:

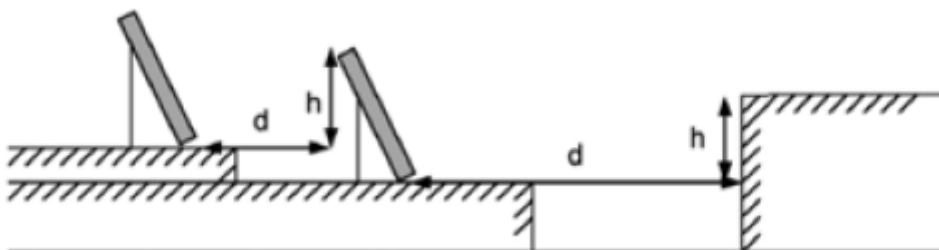
$$Ah/mes = \frac{P_{consumida}}{V_{inst} * \eta_{inversor}}$$

El mes más desfavorable (CMD) varía según la inclinación que vaya a instalarse. Por tanto, se decide instalar los paneles en aquella inclinación la cual ofrece un CMD más bajo de los tres seleccionados, así el número de placas será menor.

El CMD más favorable será Diciembre para inclinación de 60°. Al tener tanta diferencia de CMD y diseñar la instalación para abastecer meses de tanto consumo y poca radiación, se producirán muchos excedentes en meses de verano. Por este motivo se elige el CMD más bajo de cada CMD más desfavorable de cada inclinación.

3.1.2 SEPARACIÓN ENTRE PLACAS

Para evitar las sombras entre filas, es preciso calcular la distancia mínima entre filas de módulos, según se detalla en el pliego de condiciones técnicas del IDEA.



La distancia d, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la tabla siguiente pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

La instalación se encuentra a una latitud de 38° , por tanto para obtener el valor de k es necesario interpolar, por lo que el valor de k resultante es 2,35.

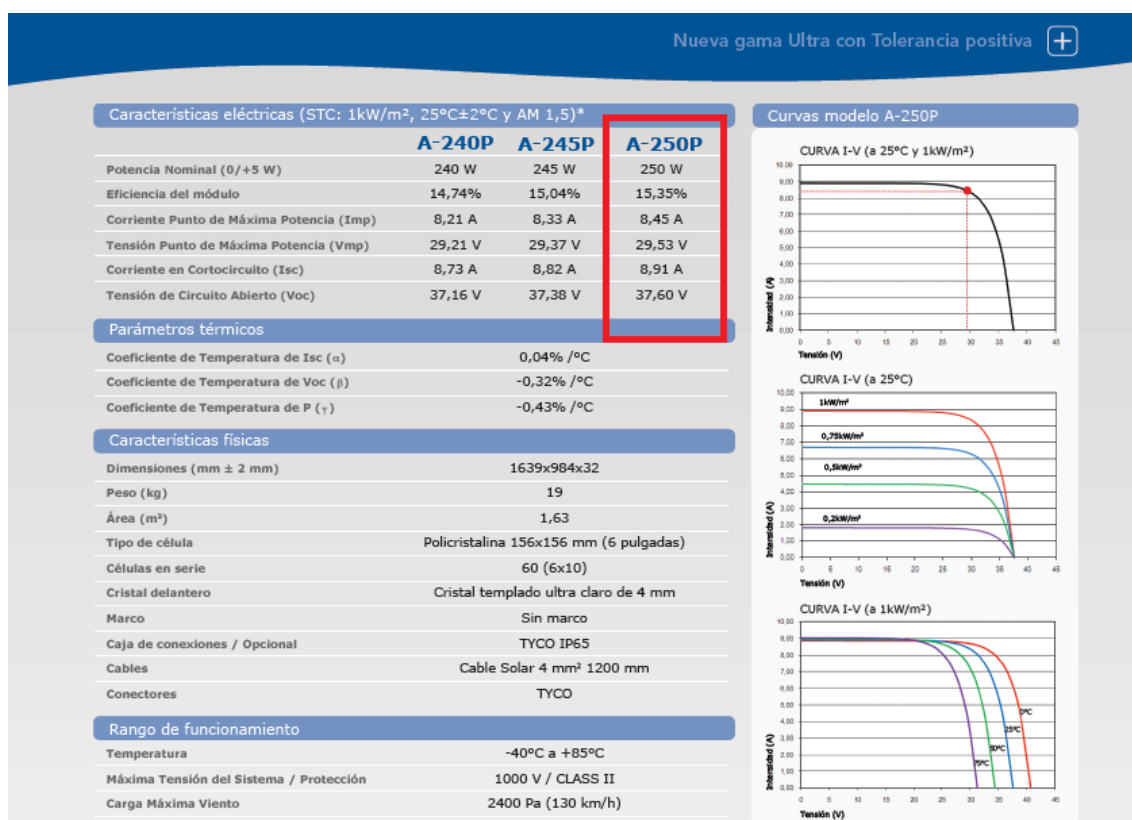
Por tanto d será:

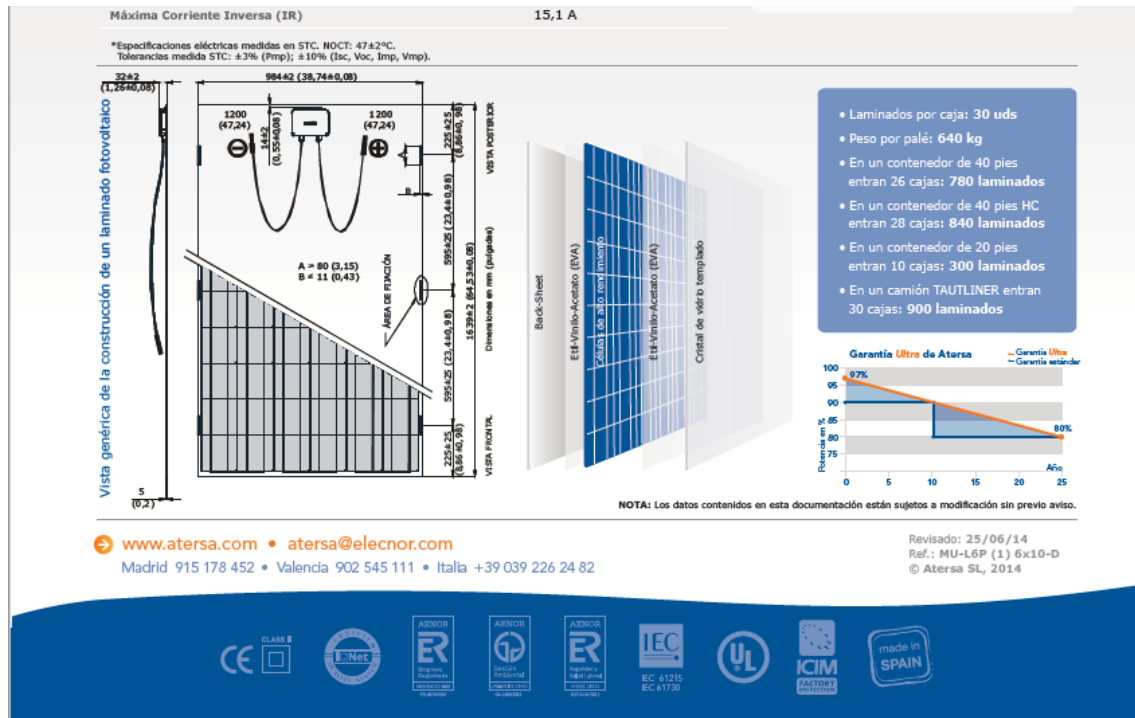
$$d = h \cdot k = 0,995 \cdot \text{sen}(60) \cdot 2,35 = 2,02m$$

Donde h es la proyección vertical de la placa.

Las placas irán en posición horizontal.

3.2 Paneles fotovoltaicos y estructura





En el que tendremos:

- $V_{mp} = 29,53V$ (valor de máxima tensión por placa)
- $I_{mp} = 8,45A$ (corriente pico por placa)
- $P_{instalación} = 80 \cdot 250 = 20kWp$ (potencia pico de la instalación)

3.3 Inversor

Para satisfacer la potencia de la instalación, deberemos colocar 1 inversor de 20 kW.

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL



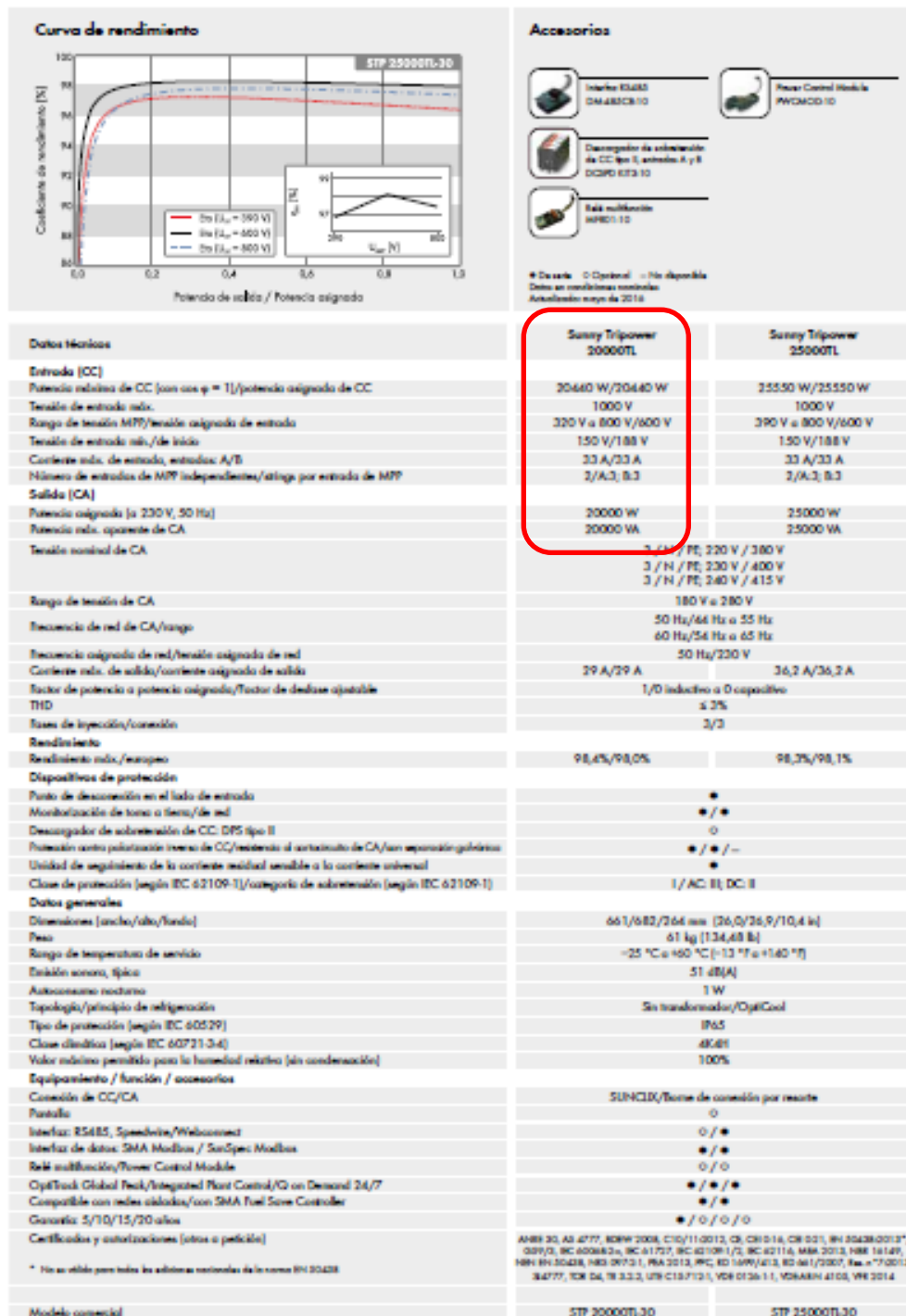
Rentable	Seguro	Flexible	Innovador
<ul style="list-style-type: none"> Rendimiento máximo del 98,4 % 	<ul style="list-style-type: none"> Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II) 	<ul style="list-style-type: none"> Tensión de entrada de CC hasta 1000 V Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring Pantalla opcional 	<ul style="list-style-type: none"> Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER
15000TL / **20000TL** / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.



3.4 Conexiones entre módulos

En condiciones de funcionamiento nominal y según el folleto de especificaciones técnica, los módulos ATERSA A-250P de 250Wp tienen una tensión nominal de 29,53V y una intensidad de 8,91A.

El inversor trifásico SUNNY TRIPOWER 20000TL, por otra parte y según sus especificaciones técnicas, tiene un rango de tensiones de entrada entre 600 y 320V.

Los paneles se distribuirán de modo tal que cumplan las características exigidas por los inversores donde van a ser conectados.

$$\text{Paneles mínimos/máximos en serie} = \frac{V_{DC}}{V_{mp}}$$

$$\text{Paneles mínimos en serie} = \frac{320}{29,53} = 11$$

$$\text{Paneles máximos en serie} = \frac{600}{29,53} = 20$$

$$\text{Paneles mínimos/máximos en paralelo} = \frac{\frac{P_{ins}}{V_{DC}}}{I_{mp}}$$

$$\text{Paneles máximos en paralelo} = \frac{\frac{20000}{320}}{8,91} = 7$$

$$\text{Paneles mínimos en paralelo} = \frac{\frac{10000}{600}}{8,91} = 2$$

Por tanto, al haber hecho los cálculos por inversor, tendremos que a cada inversor le corresponderán 4 líneas en paralelo de 20 módulos en serie.

3.5 Cableado de la instalación

Para el cálculo de las secciones de los conductores se tendrá en cuenta los dos criterios fijados por la norma:

- La máxima intensidad admisible para el cable.
- La máxima caída tensión permisible en el cable.

y se impondrá el más restrictivo de ellos.

Para la ejecución material de la instalación, se propone el uso de cables de la empresa Prysmian.

3.4.1. TRAMO PANELES-INVERSOR

Para el tramo paneles hasta el cuarto de los inversores, los cables irán instalados en bandeja metálica a la intemperie, y se propondrá los cables del modelo TECSUN DE PRYSMIAN.

CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE POR EL CABLE

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo.

En este caso (a entrada del inversor):

$$I_{max} = 8,45 * 2 * 1,25 = 21,125A$$

Tomaremos que cada cable recogerá la energía generada por 2 strings en paralelo.

Si respetamos la misma sección de cableado que incluye el fabricante en sus módulos (4 mm²), la corriente máxima de cortocircuito, según catálogo será de 46 A, valor muy por encima de la corriente máxima prevista.

Características dimensionales**TECSUN (PV) (AS) PV1-F**

Sección nominal	Color	Diámetro del conductor	Diámetro exterior del cable Valor mínimo	Diámetro total del cable Valor máximo	Peso	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad admisible al aire (1)	Caída de tensión (continua)
[mm ²]		[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	[Ω/km]	[A]	[V/A km]
1x1,5	Ne, Az, Ro	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	Ne, Az, Ro	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	Ne, Az, Ro	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	Ne, Az, Ro	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	Ne	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	Ne	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	Ne	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	Ne	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	Ne	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	Ne	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	Ne	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	Ne	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	Ne	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	Ne	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	Ne	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9. Otros cables y accesorios para red de BT o AT consultar.

Si se impone una caída de tensión máxima del 1% en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico y se respeta la sección de 4 mm² que los módulos traen por defecto, la longitud máxima admisible de tirada de cable sería:

$$L_{\text{maxima admisible}} = \frac{S * \rho * U}{2 * I_{\text{max}}} = \frac{4 * 56 * 5,9}{2 * 21,125} = 31,28m$$

Donde U es la caída de tensión que estimaremos en el 1% $U = V_{\text{ins}} * 0,01 = 20 * 29,53 * 0,01$

$$\text{Dónde: } V_{\text{ins}} = V_{\text{mp}} * N_{\text{módulos serie}} = 29,53 * 20$$

Este valor se encuentra por encima de la longitud máxima prevista.

3.4.2. TRAMO DE ALTERNA. INVERSOR – CPM

El tramo de los inversores hasta la CPM será de una longitud muy corta inestimable para el cálculo, y seguirán instalados en bandejas metálicas. Los cables serán ahora trifásicos y propondremos los Afumex Mando 1000V (As) de Prysmian.

CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE POR EL CABLE

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida de los tres subsistemas propuestos.

En este caso, como será ya red trifásica:

$$I_{\text{fase}} = \frac{P_{\text{ins}}/3}{V_{\text{fase}} * \cos \theta} = \frac{6666,6}{230 * 0,9} = 32,20A$$

Estimaremos un factor de potencia de la instalación igual a 0,9.

Para cumplir el REBT, al tratarse de un sistema de generación de energía, la sección normalizada deberá ser igual o superior a 6 mm².

Con el catálogo de Prysmian, instalándolos en bandejas perforadas (Método E o F),

TABLA A. 52-1bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2						
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*													
E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F								PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
Aluminio	185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160

Obtendremos una sección mínima de 6mm².

CRITERIO DE LA MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN PERMISIBLE EN EL CABLE

No lo tendremos en cuenta.

3.6 Protecciones

3.6.1. CUADRO GENERAL DE CC

CÁLCULO DE LOS FUSIBLES

Los fusibles a insertar en serie con cada rama han de poseer una intensidad nominal, I_N , tal que:

$$1,5 * I_{MOD,SC,STC} \leq I_N \leq 2 * I_{MOD,SC,STC}$$

$$12,675 \leq I_N \leq 16,9$$

Se escogerán unos portafusibles modelo C10-FD de la marca Eaton-Moeller, que soportan unas tensiones nominales de servicio de 900 VDC y cumplen la norma EN 60269 con unos fusibles de 16 A.



DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES DE CONTINUA

La tensión nominal del descargador debe cumplir:

$$U_N \geq V_{Generador} = 590,60V$$

Se propone el uso de un descargador de sobretensión de ABB de tipo 2 de OVR. En concreto, el modelo OVR PV 40 660/1000.



INTERRUPTOR GENERAL DE CONTINUA

El interruptor ha de ser capaz de soportar tanto la tensión del generador para una temperatura de célula igual a -10°C (730V) así como soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$1,25 * N_{lp} * I_{MOD,SC,STC} = 1,25 * 2 * 8,45 = 21,125A$$

Por precio, se propone el uso de interruptor magneto-térmico de continua que realice esta función. En concreto, el ABB-S800PV-S-25A, que cumple la norma IEC 60947-2 y soporta una intensidad nominal y una tensión inversa muy superior a las previstas durante la operación del sistema.



3.6.2. CUADRO GENERAL DE CA

Como hemos calculado ya antes, la intensidad de aportada por el generador fotovoltaico en trifásica será:

$$I_{generada} = \frac{P_{ins}/3}{V_{fase} * \cos \theta} = \frac{6666,6}{230 * 0,9} = 32,20A$$

Para esta intensidad calcularemos los dispositivos de protección de la manera indicada en el anterior apartado.

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE ALTERNA

Interruptor de 4P con curva de disparo C y un poder de corte de 110kA, con una intensidad nominal de 40A. Se escoge el modelo ABB S204.



INTERRUPTOR DIFERENCIAL

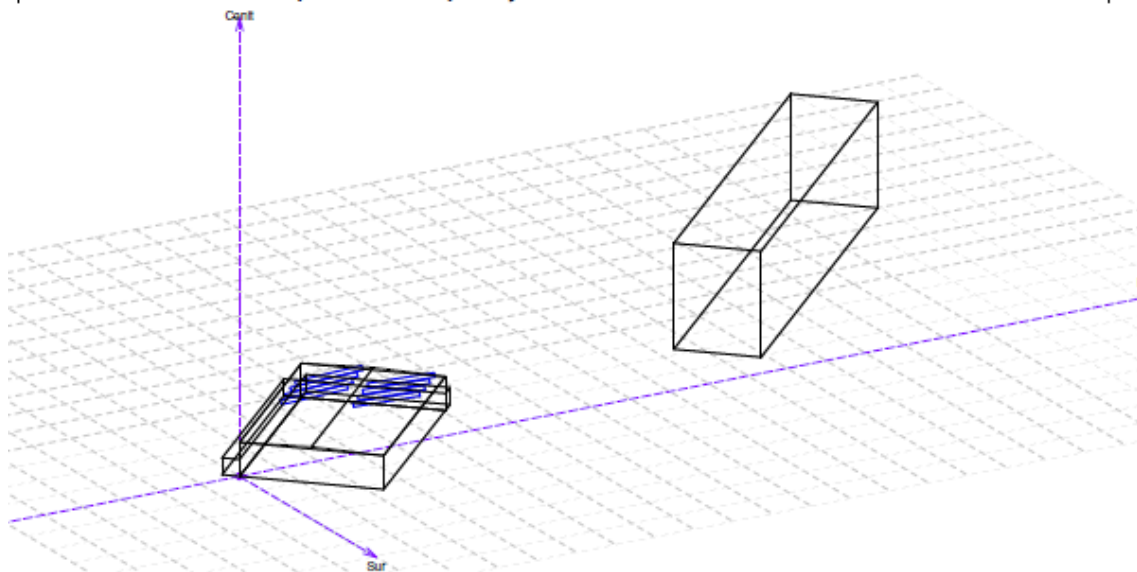
El valor de la intensidad de funcionamiento y la sensibilidad del interruptor diferencial dependerá de la actividad de la instalación y del emplazamiento. Escogeremos el modelo ABB IN con una sensibilidad de 30 mA.



3.7 Informe simulación PVSYST

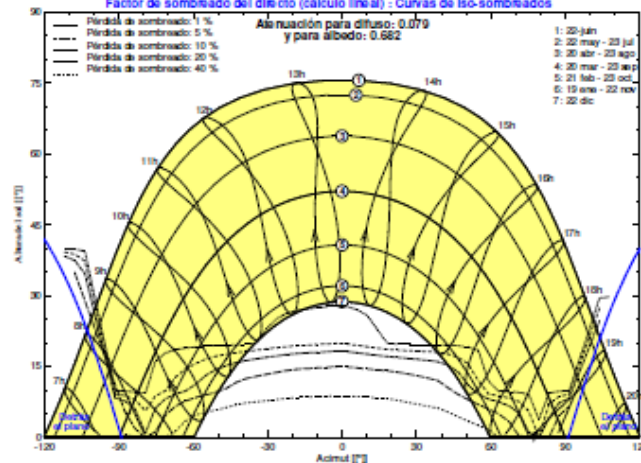
PVSYST V6.53				15/09/17	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Córdoba					
Lugar geográfico		Córdoba		País	España
Ubicación		Latitud	37.89° N	Longitud	4.78° W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	128 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Córdoba	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Síntesis		
Variante de simulación : variante 60º					
		Fecha de simulación	15/09/17 11h03		
Parámetros de la simulación					
2 orientations		Tilts/Azimuths	60º/1º and 60º/-1º		
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sombreado lineal			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-poly	Modelo	A-250P GSE	
Custom parameters definition			Fabricante	Atersa	
Número de módulos FV			En serie	20 módulos	En paralelo 4 cadenas
Nº total de módulos FV			Nº módulos	80	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador			Nominal (STC)	20.00 kWp	En cond. funciona. 17.94 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)			V mpp	542 V	I mpp 33 A
Superficie total			Superficie módulos	131 m²	Superf. célula 117 m²
Inversor					
Original PVSyst database			Modelo	Sunny Tripower 20000TLEE-JP	
			Fabricante	SMA	
Características		Tensión Funciona.	580-800 V	Pnom unitaria	20.0 kWac
Banco de inversores		Nº de inversores	1 unidades	Potencia total	20 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Pérdidas por polvo y suciedad del generador				Fracción de Pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	275 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

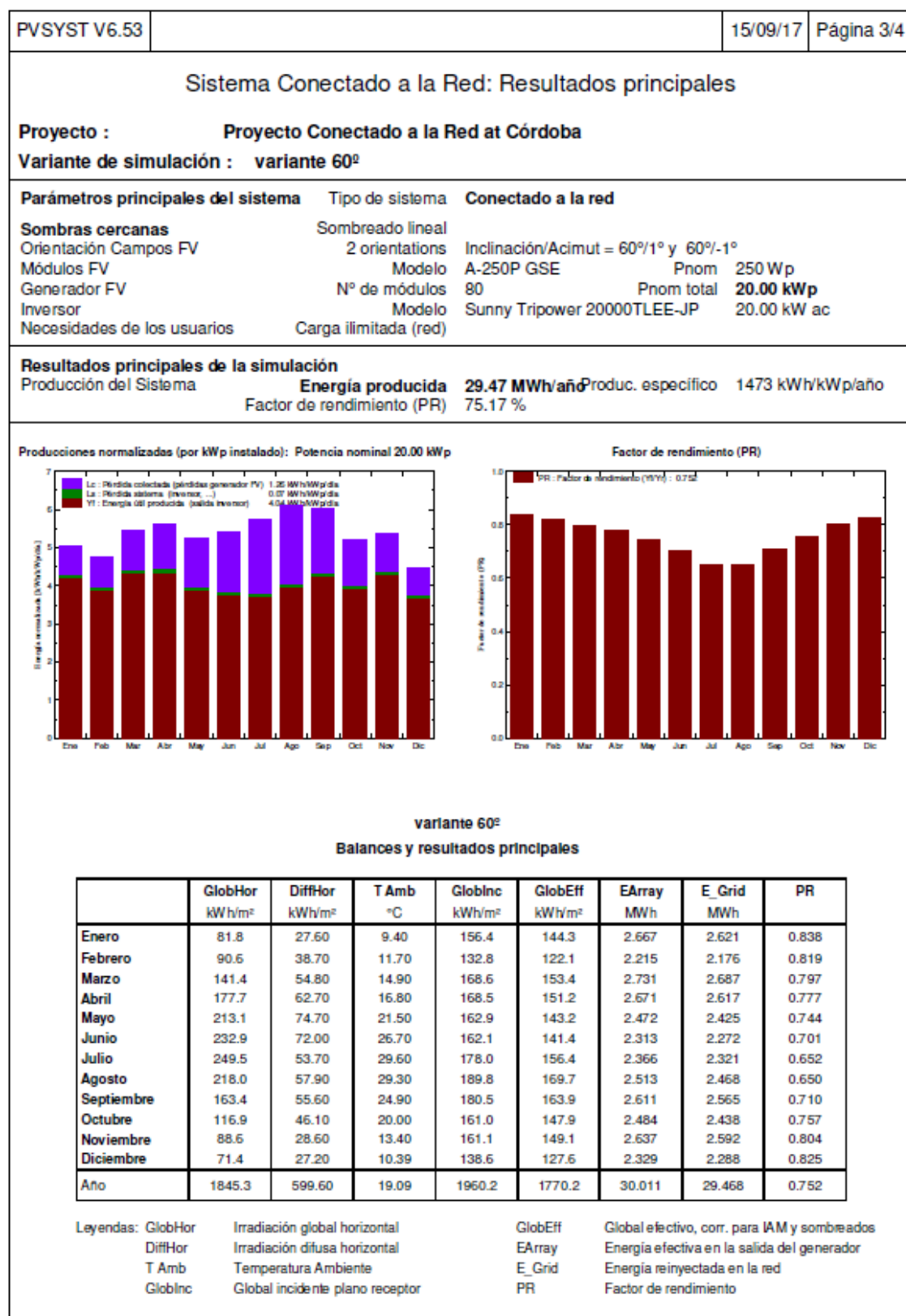
PVSYST V6.53		15/09/17	Página 2/4
Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano			
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Córdoba			
Variante de simulación : variante 60º			
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	2 orientations	Inclinación/Acimut = 60º/1º y 60º/-1º	
Módulos FV	Modelo	A-250P GSE	Pnom 250 Wp
Generador FV	Nº de módulos	80	Pnom total 20.00 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000TLEE-JP	20.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

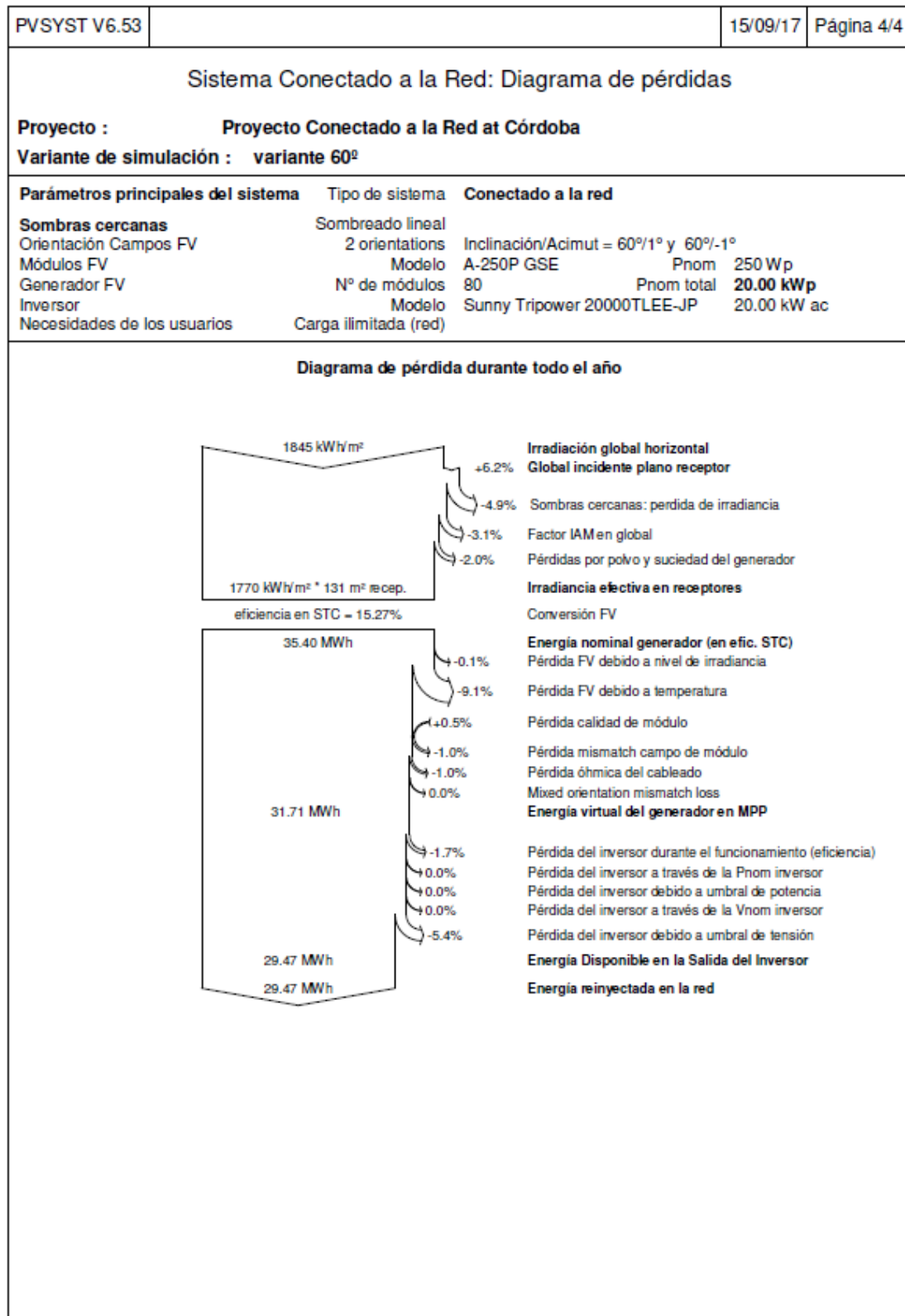
Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**Diagrama de Iso-sombrados**

Proyecto Conectado a la Red at Córdoba - Hora Legal

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombrados







4. Instalación Fotovoltaica con baterías

4.1 Paneles a utilizar

Utilizaremos los mismos paneles que en la solución anterior. Paneles ATERSA A-250P con las siguientes características:

- $V_{mp} = 29,53V$ (valor de máxima tensión por placa)
- $I_{mp} = 8,45A$ (corriente pico por placa)
- $P_{placa} = 250Wp$ (potencia pico placa)

El número de paneles a utilizar lo hallaremos con el consumo diario en el mes más desfavorable (Diciembre) y el número de horas de sol:

$$N_p = \frac{L_{md}}{P_{placa} * H_d * FC} = \frac{149423}{250 * 4,42 * 0,9} = 150,25 \text{ placas}$$

L_{md} : consumo diario en el mes de Diciembre

H_d : irradiación diaria en el mes de Diciembre

FC: factor de corrección para el cálculo

Según las conexiones con el inversor que hemos hallado en el apartado anterior, el número de placas que utilizaremos será:

$$N_p = 160 \text{ placas}$$

En el que, utilizando el mismo inversor, seguirán la misma forma de instalación que en la solución anterior, 20 paneles en serie por cada rama en paralelo y en el que entrarán 4 ramas en paralelo por cada inversor.

Por tanto, utilizaremos 2 inversores SUNNY TRIPOWER 20000 TL-US.

$$Y \quad P_{instalación} = 250 * 160 = 40 \text{ kWp}$$

4.2 Cálculo de las baterías

Para el cálculo de baterías tenemos que tener en cuenta el número de días de autonomía que queremos tener en la instalación, así como la profundidad de descarga.

Días de autonomía = 1

Profundidad de descarga = 50% = 0,5

Con estos datos y teniendo en cuenta un factor de rendimiento de la instalación de 0,8.

Buscaremos una capacidad de baterías de:

$$Ah_{baterías} = \frac{L_{md} * N}{\eta * PD * V_{ins}} = \frac{149423 * 1}{0,8 * 0,5 * 24} = 15564,89 \text{ Ah}$$

Para esta capacidad de baterías y teniendo en cuenta la tensión de la instalación (24V), elegiremos 32 baterías ATERSA ENERSOL 250 con una tensión de 12V, en las que colocaremos 16 ramas en paralelo con 2 baterías en serie cada una para darnos la tensión deseada.



Baterías fotovoltaicas

TIPO	Capacidad Ah en C100 a 25° tensión por elemento 1,85V	Tensión	Dimensiones por elemento (mm)			Peso kg por elem. (con ácido)
			Ancho	Largo	Alto	
ENERSOL 250	250	12V	528	276	242	63

4.3 Regulador de carga

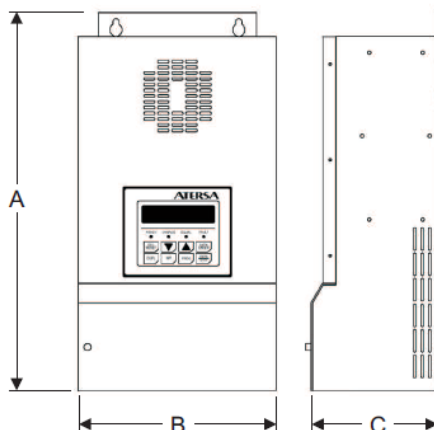
Para calcular el regulador de carga que conecta los paneles solares y las baterías, debemos hallar la intensidad máxima que puede llegar a ellos:

$$I_{pico} = N_{lp} * I_{pico\ placa\ CC} = 8 * 8,91 = 71,28\ A$$

Utilizaremos dos reguladores MPPT de 50A que se conectan con 2 inversores cada uno.

ESPECIFICACIONES

MODELOS	MPPT - 50C	MPPT - 80C
Corriente de salida máxima (continua hasta 50°C de temperatura ambiente)	50A	80A
Tensión de baterías	12, 24, 36, 48 VCC Normal	
Corriente de entrada de FV máx.	40A	70A
Rango de tensión de entrada	16 ~ 112 VCC operando 140 VCC máx. Tensión de circuito abierto	
Potencia máx. del campo FV	3250W (máx. al igualar una batería 48V a 64V en 50A)	5200W (máx. al igualar una batería 48V a 64V en 80A)
Modos de regulación de carga	Carga plena o Bulk, Absorción, flotación, Equalización manual/automática	
Compensación de temperatura de batería BTS	5mV por °C, por celda de 2V	
Capacidad de conversión de CC a CC	Batería de 12V: 16 ~ 112 VCC	
	Batería de 24V: 32 ~ 112 VCC	
	Batería de 36V: 36 ~ 112 VCC	
	Batería de 48V: 48 ~ 112 VCC	
Estado	Pantalla LCD muestra tensión de entrada y corriente, tensión de salida y corriente, modo de carga, estado de carga de la batería SOC	
Registro de datos	Registra la energía colectada en 90 días, pantalla LCD WH, KWH, AH	
Monitorización de energía	Pantalla LCD muestra el estado de la carga, AH, WH y corriente de descarga. Es preciso usar un shunt de 50mV/500A	
Relés auxiliares	Tres relés independientes de contacto A (SPST) para control de equipos externos	
Temperatura de operación	Potencia completa de salida hasta +50°C ambiente	
Potencia de reposo	<2W	
Dimensiones (AxBxC) mm.	267,7x196x147	414,8x225x147
Peso (kg.)	4,3	7,1



Modificaciones: El contenido de este documento puede ser modificado sin previo aviso. Atersa se reserva el derecho de modificar las especificaciones del producto sin previo aviso y según sus propios criterios.

ATERSA MADRID
C/ Embajadores, 187-3º
28045 Madrid - España
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

ATERSA VALENCIA
P.Industrial Juan Carlos I
Avda. de la Foia, 14
46440 Almussafes
Valencia - España
tel. 902 545 111
fax. 902 503 355
e-mail: atersa@elecnor.com

ATERSA ITALIA
Centro Direzionale Colleoni
Palazzo Locorosso - ingresso 1
Via Paracelso n. 2
20864 Agrate Brianza
(MB) - Italia
tel. +39 039 2262482
fax. +39 039 9160546



Todo en energía solar fotovoltaica

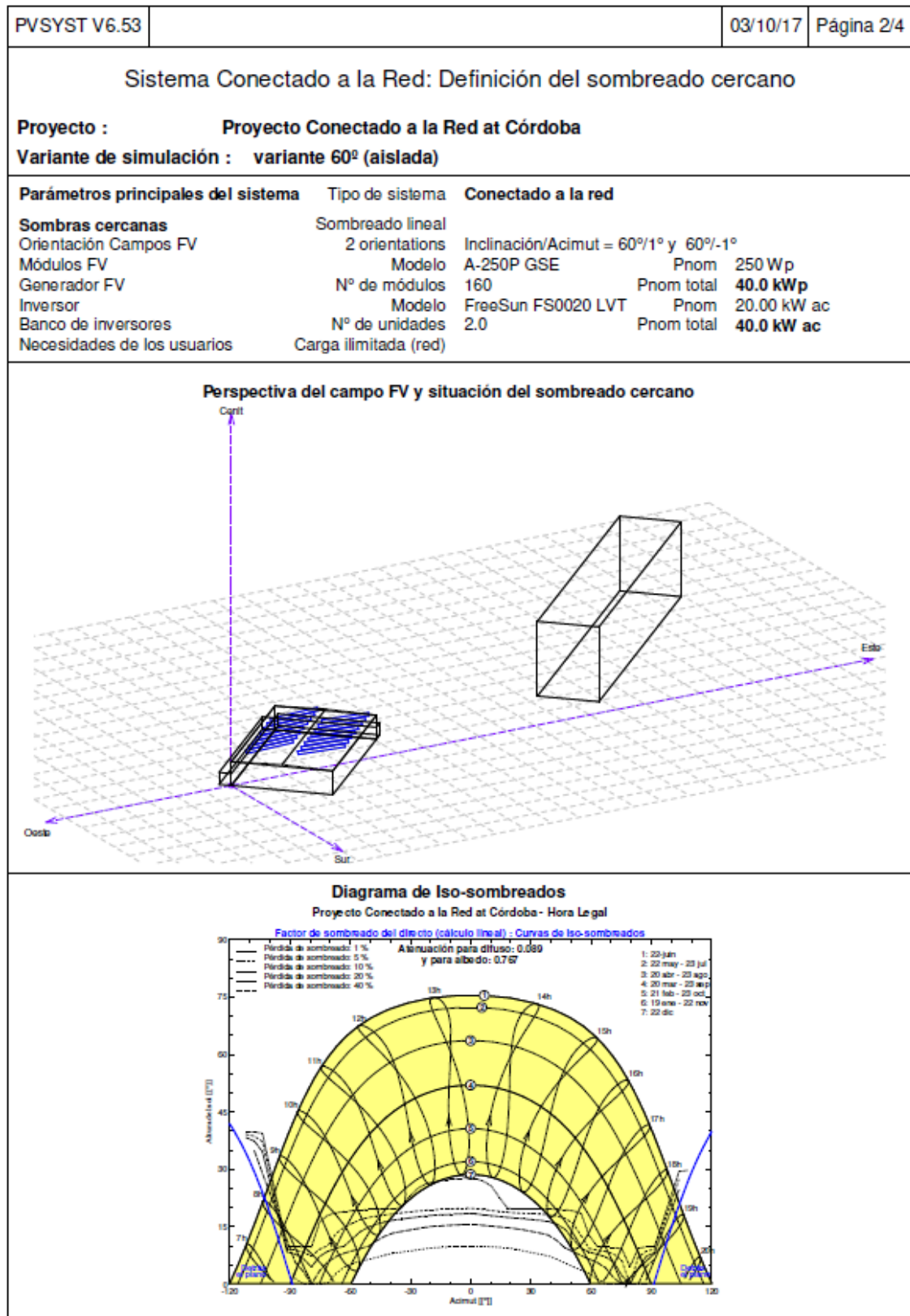
www.atersa.com

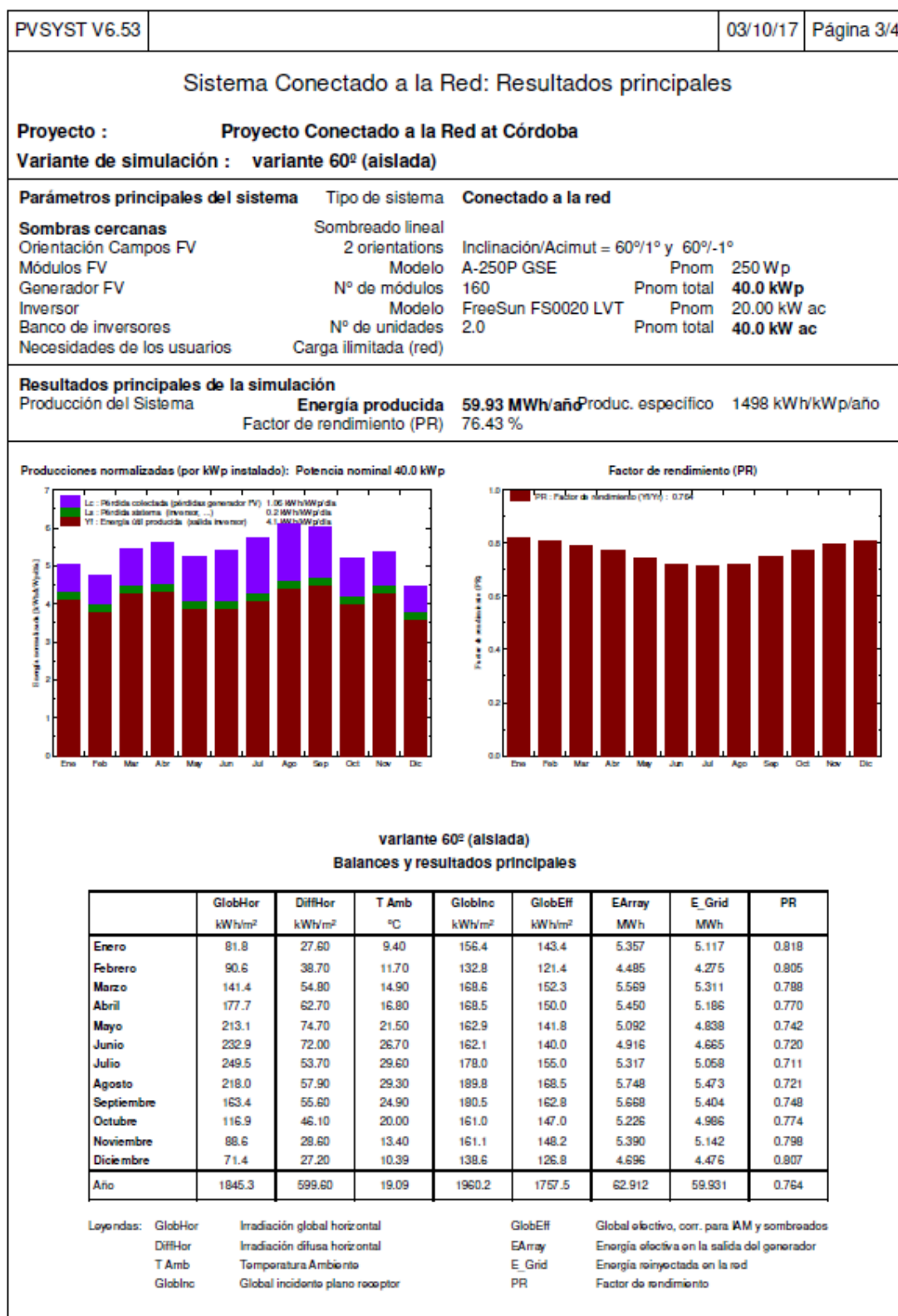
Última revisión: 10/11/11
Referencia: CA-05-B

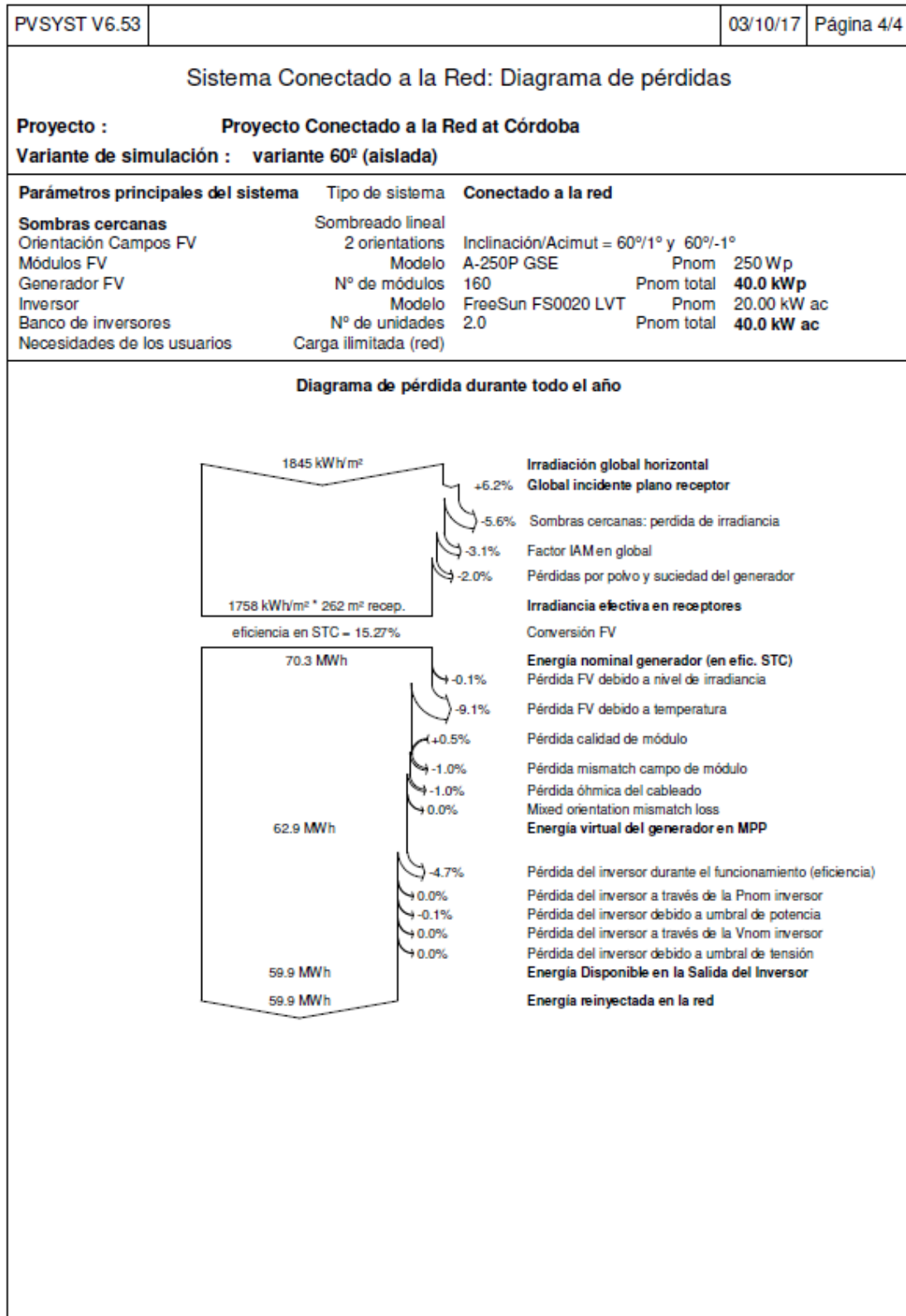


4.4 Informe simulación PVSYST

PVSYST V6.53			03/10/17	Página 1/4	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Córdoba					
Lugar geográfico		Córdoba	País	España	
Ubicación		Latitud	37.89° N	Longitud	4.78° W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	128 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Córdoba	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Síntesis		
Variante de simulación : variante 60ª (aislada)					
Fecha de simulación		03/10/17 08h27			
Parámetros de la simulación					
2 orientations		Tilts/Azimuths	60°/1° and 60°/-1°		
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sombreado lineal			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-poly	Modelo	A-250P GSE	
Custom parameters definition		Fabricante	Atersa		
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo	8 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	160	Pnom unitaria	250 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	40.0 kWp	En cond. funciona.	35.9 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	542 V	I mpp	66 A
Superficie total		Superficie módulos	262 m²	Superf. célula	234 m²
Inversor					
Original PVSyst database		Modelo	FreeSun FS0020 LVT		
Características		Fabricante	Power Electronics		
		Tensión Funciona.	450-820 V	Pnom unitaria	20.0 kWac
Banco de inversores		Nº de inversores	2 unidades	Potencia total	40 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas	2.0 %	
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	137 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					



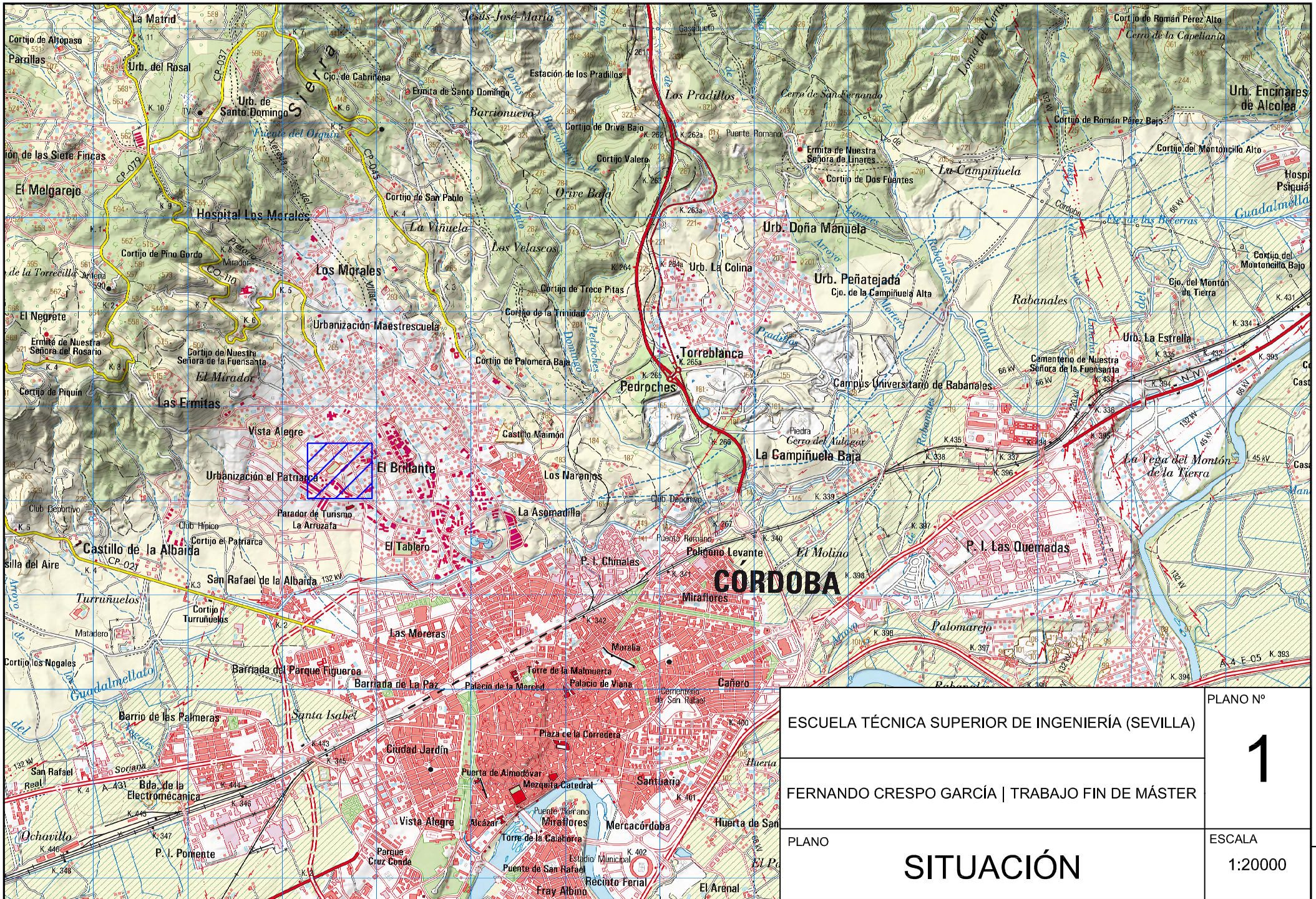




PLANOS

Índice de planos

1. Plano de situación
2. Plano de emplazamiento
3. Planta del polideportivo
4. Cubierta
5. Esquema unifilar instalación fotovoltaica
6. Esquema unifilar instalación fotovoltaica con almacenamiento



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (SEVILLA)

FERNANDO CRESPO GARCÍA | TRABAJO FIN DE MÁSTER

PLANO

SITUACIÓN

PLANO Nº

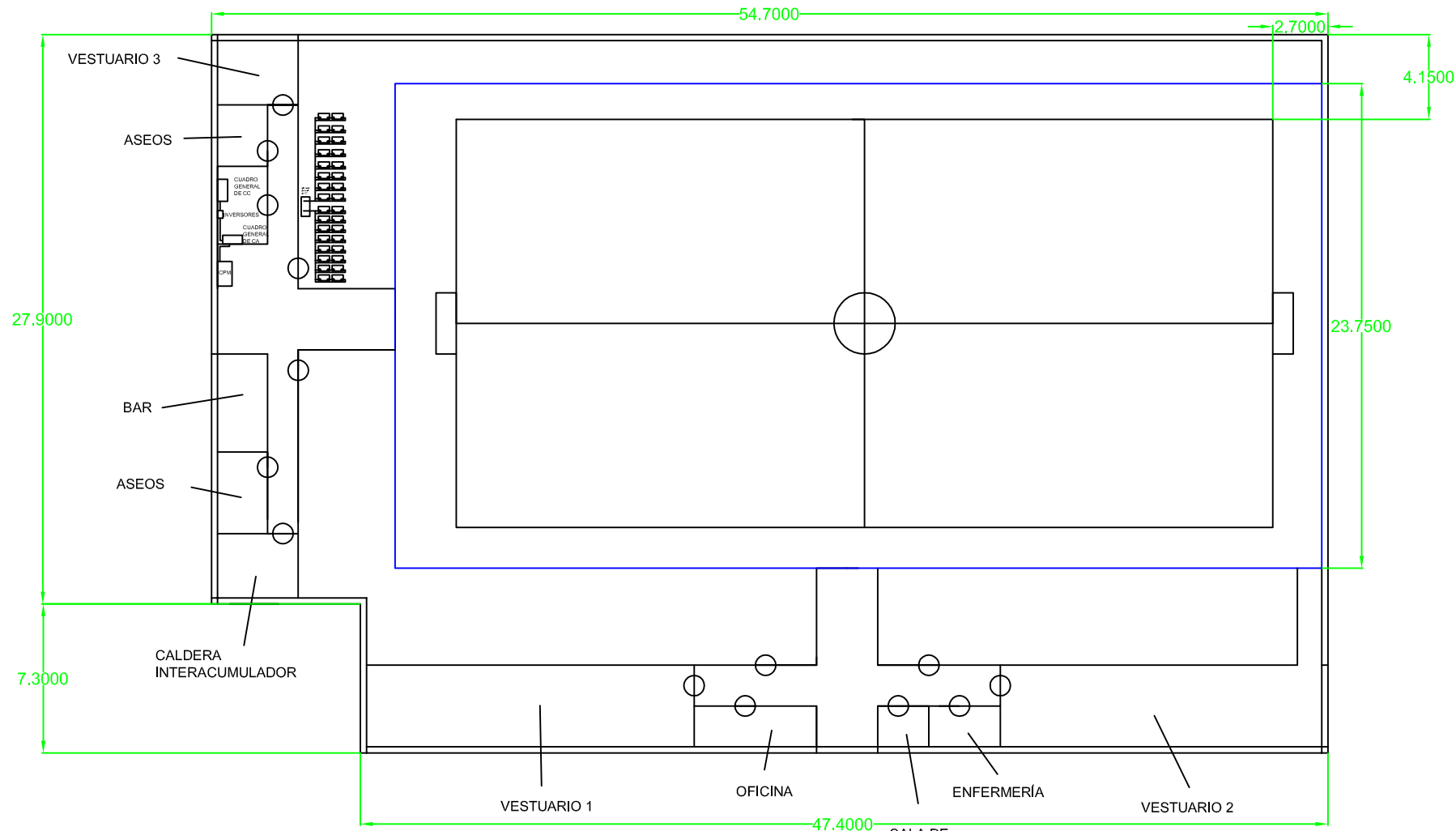
1

ESCALA

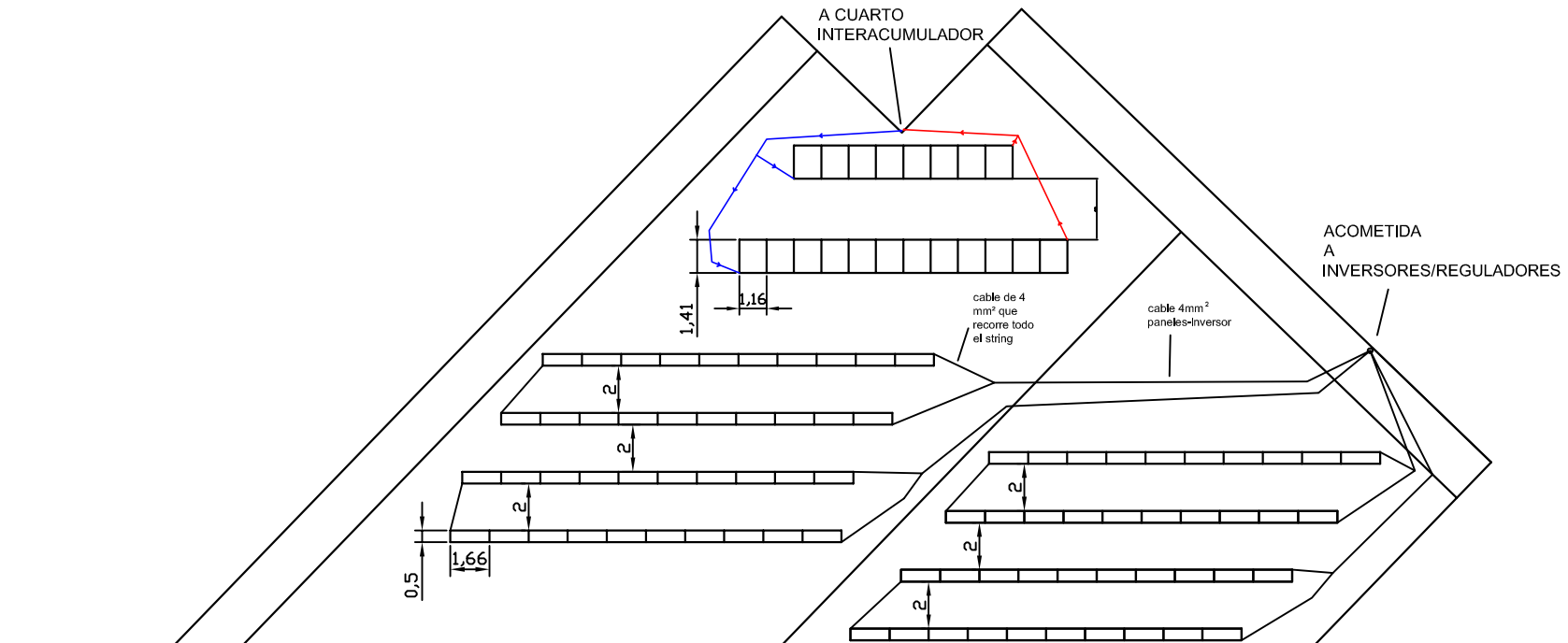
1:20000



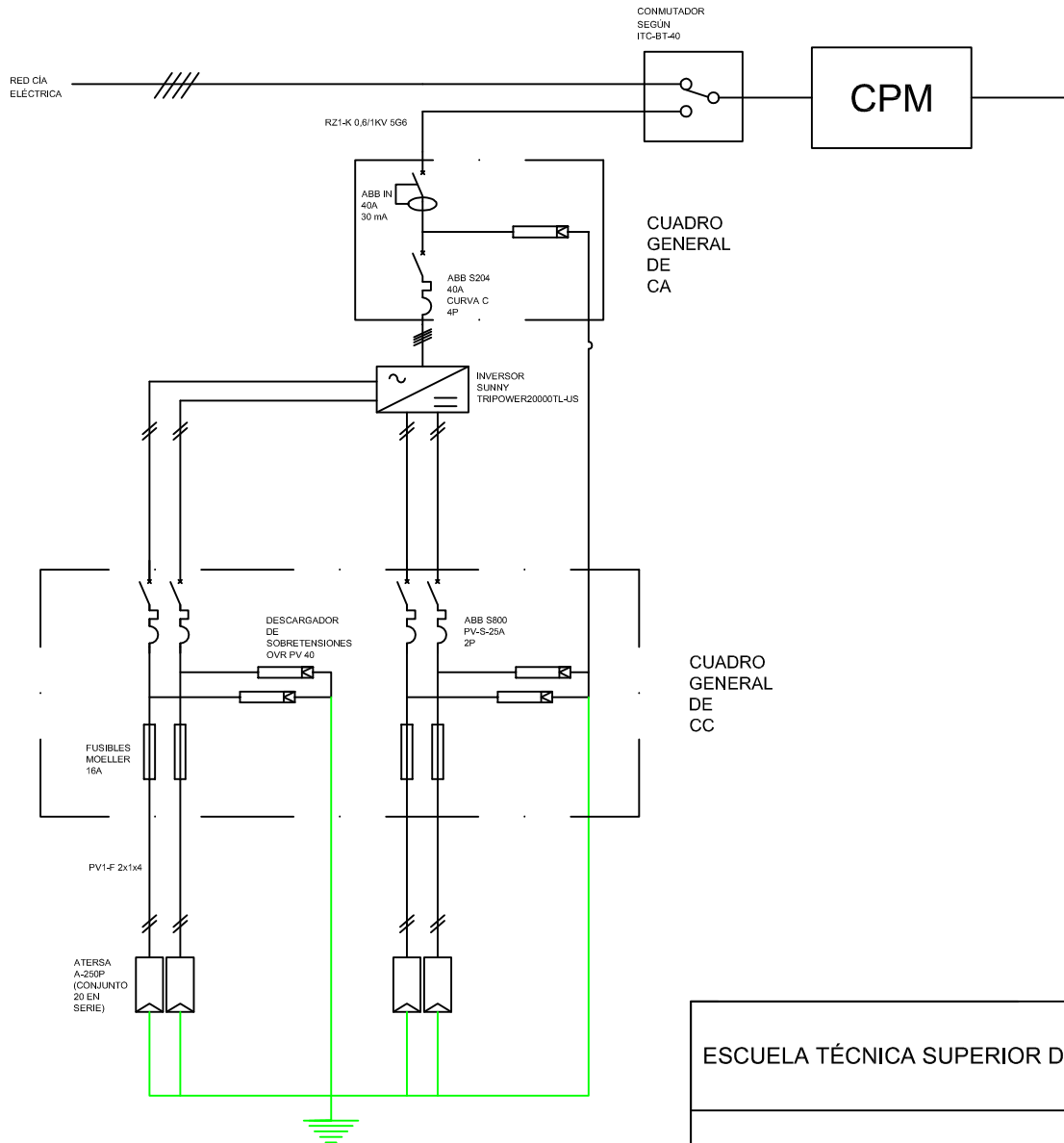
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (SEVILLA)		PLANO Nº
FERNANDO CRESPO GARCÍA TRABAJO FIN DE MÁSTER		2
PLANO	EMPLAZAMIENTO	ESCALA 1:1000



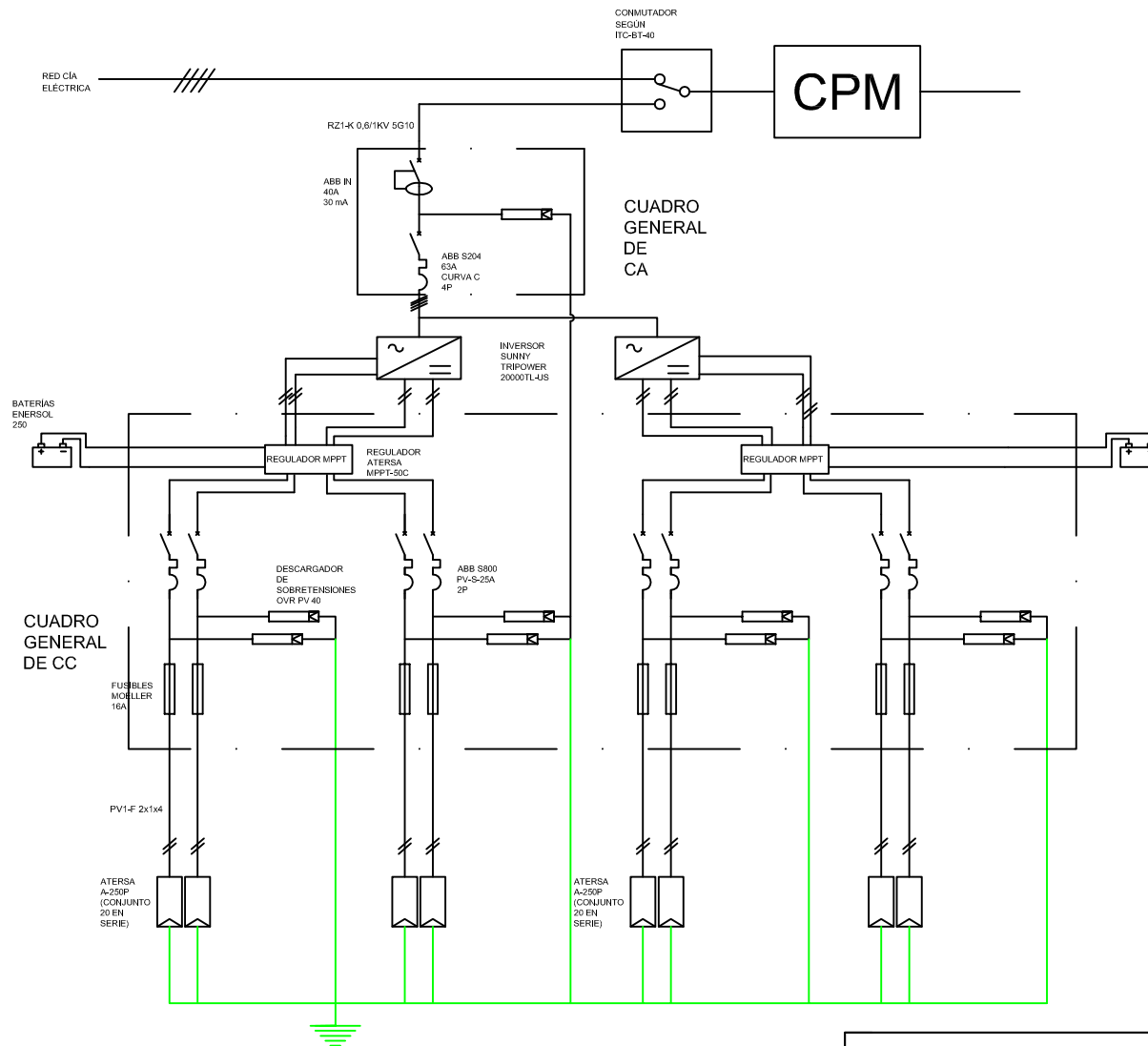
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (SEVILLA)	PLANO Nº
FERNANDO CRESPO GARCÍA TRABAJO FIN DE MÁSTER	3
PLANO	ESCALA
PLANTA	1:300



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (SEVILLA)	PLANO Nº
FERNANDO CRESPO GARCÍA TRABAJO FIN DE MÁSTER	4
PLANO	ESCALA
CUBIERTA	1:300



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (SEVILLA)	PLANO Nº
FERNANDO CRESPO GARCÍA TRABAJO FIN DE MÁSTER	5
PLANO ESQUEMA UNIFILAR (I)	ESCALA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (SEVILLA)	PLANO Nº
FERNANDO CRESPO GARCÍA TRABAJO FIN DE MÁSTER	6
PLANO ESQUEMA UNIFILAR (II)	ESCALA